

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ эффективности методов интенсификации притока жидкости к скважинам на нефтяных месторождениях Западной Сибири</b>

УДК 622.276.6-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Ермохина Дарья Алексеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Ермохиной Дарье Алексеевне

Тема работы:

<b>Анализ эффективности методов интенсификации притока жидкости к скважинам на нефтяных месторождениях Западной Сибири</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020 г.
--	---------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Обзор методов интенсификации притока, применяемых на месторождениях Западной Сибири</p>
---	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1) Общая и краткая геологическая характеристика Западной Сибири. 2) Теоретический обзор распространенных методов интенсификации притока на Западной Сибири. 3) Анализ эффективности их применения на примерах месторождений с разными геологическими условиями. 4) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 5) Социальная ответственность при применении ГРП и СКО.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	

#### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент</b>	Доцент ОСГН, Якимова Татьяна Борисовна
<b>Социальная ответственность</b>	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

#### **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Общая характеристика и геологические особенности Западно-Сибирского нефтегазоносного района

Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири

Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020 г.
---	---------------

#### **Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф – м.н.		

#### **Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Ермохина Дарья Алексеевна		

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Уровень образования бакалавриат

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2020	Общая характеристика и геологические особенности Западно-Сибирского нефтегазоносного района	20
12.04.2020	Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири	20
28.04.2020	Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири	30
06.05.2020	Финансовый менеджмент	15
10.05.2020	Социальная ответственность	15

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф – м.н.		

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## **РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 13 рисунков, 26 таблиц, 34 источника.

Ключевые слова: методы интенсификации притока, гидравлический разрыв пласта, соляно-кислотная обработка, глино-кислотная обработка, пенокислотная обработка, перфорация, низкопроницаемые коллекторы.

Объектом исследования являются методы интенсификации притока, применяемые на месторождениях Западной Сибири.

Целью работы является анализ эффективности методов интенсификации притока жидкости к скважинам на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике.

В процессе исследования была приведена общая и геологическая характеристики Западной Сибири, теоретический обзор наиболее характерных для рассматриваемого района методов интенсификации притока, приведен анализ их эффективности на месторождениях X и Y.

Область применения: нефтяные скважины на месторождениях Западной Сибири.

Финансовая и социальная части включают в себя анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения при проведении гидроразрыва пласта, а также меры безопасности при проведении гидроразрыва пласта и кислотных обработок.

## **Обозначения, определения и сокращения**

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗС – призабойная зона скважины;

СКО – соляно – кислотная обработка;

ГКО – глино – кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно – активные вещества;

НКТ – насосно - компрессорные трубы;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГИС – геофизические исследования скважин;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

СТПП – система трещинной перфорации пласта;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ПДК – предельно – допустимая концентрация;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация.



## Оглавление

Введение.....	11
1 Общая характеристика и геологические особенности Западно-Сибирского нефтегазоносного района .....	12
2 Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири.....	17
2.1 Обоснование применения методов интенсификации .....	17
2.2 Химические методы интенсификации притока .....	19
2.2.1 Соляно-кислотная обработка.....	20
2.2.2 Глино-кислотная обработка.....	22
2.2.3 Технология и техника проведения простых кислотных обработок .....	24
2.2.4 Пенокислотная обработка скважин .....	26
2.3 Механические методы интенсификации притока .....	28
2.3.1 Перфорационные работы .....	28
2.3.2 Гидравлический разрыв пласта (ГРП) .....	31
3 Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири .....	40
3.1 Применение методов интенсификации на X месторождении.....	40
3.1.1 Общая геологическая характеристика X месторождения .....	40
3.1.2 Оценка эффективности применяемых методов интенсификации на X месторождении.....	45
3.2 Применение методов интенсификации на Y месторождении.....	52
3.2.1 Общая геологическая характеристика Y месторождения .....	52
3.2.2 Оценка эффективности применяемых методов интенсификации на Y месторождении.....	55
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	62

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проводимых работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	62
4.2 Планирование проводимых работ .....	64
4.3 Бюджет проводимых работ .....	68
5 Социальная ответственность .....	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	80
5.2 Производственная безопасность .....	81
5.3 Экологическая безопасность.....	88
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	91
Заключение .....	94
Список использованных источников .....	96

## **Введение**

Одна из главных задач при разработке любого нефтяного месторождения заключается в наиболее полном и максимально возможном извлечении природных запасов из продуктивного пласта. Однако определенные свойства нефтенасыщенных коллекторов могут препятствовать этому. Так, например, для Западной Сибири характерна фациальная и литологическая изменчивость коллекторов, а также наличие низкопроницаемых коллекторов и, как следствие, запасов, попадающих в категорию трудноизвлекаемых. Для решения таких задач применяются разнообразные методы интенсификации притока и повышения нефтеотдачи, которые подбираются индивидуально для условий залегания каждого месторождения, чтобы обеспечить их максимальную эффективность.

На настоящее время многие месторождения Западной Сибири находятся на поздних стадиях разработки, а проблема с ростом обводненности и падением нефтедобычи становится все более существенной. В результате роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти, относящихся к низкопроницаемым коллекторам, а также техногенного воздействия в процессе ввода данных объектов в разработку, вопрос применения методов воздействия на призабойную зону становится все более актуальным.

Целью работы является анализ эффективности методов интенсификации притока жидкости к скважинам на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Из данной цели вытекают следующие задачи:

- описание особенностей общей и геологической характеристик нефтегазоносного региона Западная Сибирь;
- проведение теоретического обзора методов интенсификации, наиболее характерных для данного региона;
- проведение анализа эффективности этих методов на месторождениях X и Y.

## 1 Общая характеристика и геологические особенности Западно-Сибирского нефтегазоносного района

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн расположен в пределах Западно-Сибирской равнины, его общая площадь составляет 3,5 млн км<sup>2</sup>. Он находится на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), Омской, Новосибирской, Курганской, Томской и Свердловской областей.

Границами рассматриваемого бассейна на востоке являются сооружения Енисейского кряжа и Среднесибирской древней палеозойской платформы, на западе – герцинские горные сооружения Урала. Южной границей являются Казахская каледонская складчатая страна, древние сооружения Алатау, Салаира и Западных Саян, Алтай и Томь-Колыванские складчатые дуги. Все эти горные системы также погружаются под чехол низменности. На севере рассматриваемая провинция погружается, там находятся широтные тектонические сооружения герцинских систем Таймыра. [1]

Для Западной Сибири выделяется четыре нефтяных района: Приобский (Центральный), Северный, Южный, Восточный.



Рисунок 1.1 – Географическое положение Западно-Сибирского нефтегазоносного района

К настоящему моменту большая часть месторождений данного региона находится на поздней стадии разработки и характеризуется низкой текущей

выработкой. Объемы добычи нефти насосным методом превышает объемы, добываемые фонтанным методом, отчего возникает проблема старения месторождений, так как основная часть сырья добывают из давно открытых и разработанных скважин. Новые же промыслы характеризуются более низкими объемами добычи.

В Западно-Сибирском бассейне открыто более 500 месторождений нефти, газа и газоконденсата. Газоконденсатные и газовые месторождения в основном расположены в северной части региона, в районе Уренгойской рифтовой системы фундамента, а нефтяные – в центральной и западной части, которая примыкает к Приуральской. Установленная нефтегазоносность в основном контролируется положительными структурами разных порядков. Сходные по литофациальным условиям пласты содержат в одних районах газ, в других – нефть. В качестве примера можно привести нижнемеловые отложения (мегионская, вартовская свиты, ачимовская толща), юрские отложения (тюменская свита). Доказанная нефтегазоносность находится в диапазоне от верхней части палеозойских отложений до туронского яруса включительно.

Большая часть залежей сосредоточена в юрском и меловом комплексах.

Покрышкой для юрского комплекса является полудинская серия глинистых пород келловейско-готеривского возраста, которая имеет толщину от 300 до 700 метров и содержит 10% проницаемых пород. В ней выделяют два объекта нефтегазоносности: известковые песчаники ачимовской толщи и карбонатно-кремнисто-глинистые битуминозные породы бажендовской толщи.

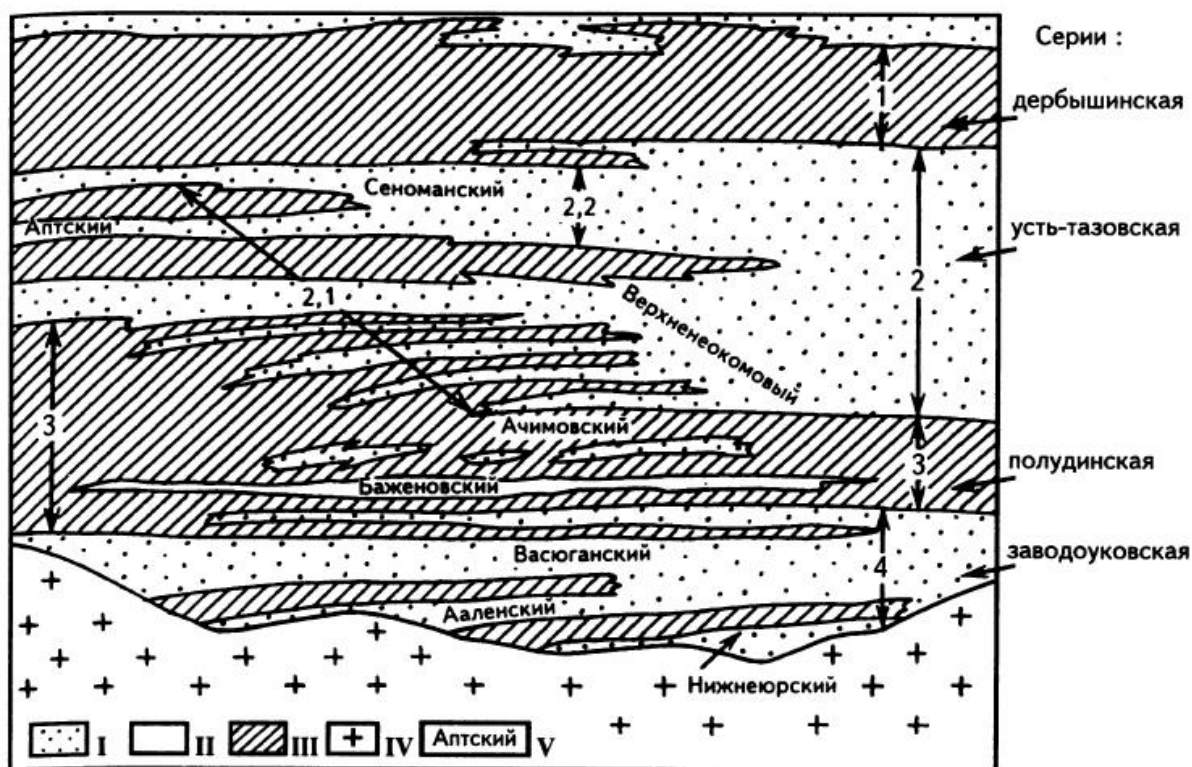


Рисунок 1.2 – Схематическое изображение нефтегазоносных объектов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты

На рисунке 1.2 I – коллекторы; II – нетрадиционные коллекторы; III – флюидоупоры; IV – породы фундамента; V – название региональных нефтегазоносных комплексов. Цифрами на схеме обозначены: 1 – покрывка мелового комплекса; 2 – меловой комплекс: 2.1 – осложненная часть, 2.2 – неосложненная часть; 3 – покрывка юрского комплекса; 4 – юрский комплекс.

Вместилищем скоплений нефти и газа являются юрско-валанжинские преимущественно литокластические и аркозные песчаники. В Среднем Приобье в районах развития региональной покрывки комплекс делится на подкомплексы – верхнеюрский (верхневасюганский) с пластом Ю<sub>1</sub> и ниже-среднеюрский (тюменский) с пластами Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, ..., Ю<sub>n</sub>. Верхние горизонты содержат 80% залежей.

Покрывка мелового комплекса представлена дербышинской серией преимущественно глинистых пород толщиной от 500 до 800 метров. Данный комплекс рассечен двумя наиболее крупными региональными покрывками: реннеаптской (кошайской) и альбской (хантымансийской) того же состава.

Верхние горизонты мегионской, вартовской, танопчинской свит и их литологических аналогов сложены толщами кварц-полевошпатовых песчано-алевритовых коллекторов, в них сосредоточены литологические, пластовые, пластово-сводовые и массивные залежи.

Осложненной частью является зона латерального сочленения глинистых пород покрышки юрского комплекса с песчано-алевритовыми коллекторами мелового. Данная часть делится на верхневаланжинский, нижнеготеривский, верхнеготерив-барремский региональные нефтегазовые комплексы (РНГК), которые иногда объединяются в верхненеокомовый подкомплекс.

Верхние горизонты в западных районах развития нижней глинистой части хантымансийской свиты соответствуют аптскому РНГК. В районах ее отсутствия верхняя часть комплекса образует почти километровую толщу с обширными залежами газа в кровле в сеноманских отложениях. Большинство месторождений формируются и в настоящее время. Процесс образования залежей во многом зависит от седиментационных факторов, которые определяют количество, распределение глинистых пород и соотношение глинистых и песчаных пачек, с которыми связана нефтегазоносность и масштабы концентрации и распределения углеводородов; значительное влияние также оказывают пластовые температура и давления.

Для Западной Сибири также характерна фациальная и литологическая изменчивость коллекторов, что значительно усложняет процессы исследования и разработки данных залежей [2]. В пределах данного района фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, а также свойства флюидов отличаются многообразием и варьируются в зависимости от месторождения и продуктивного горизонта.

Так, например, для верхней юры продуктивного пласта Соснинско-Советского месторождения эффективная мощность находится в пределах 13-33 метров, а плотность нефти составляет 0,654 г/см<sup>3</sup>, а для залежи в средней юре на глубине 2469-2572 метров плотность нефти составляет 0,829 г/см<sup>3</sup>, а содержание серы в ней составляет 0,12%. Для залежей Шаимского (Трехозерного)

месторождения характерно следующее: пористость песчаников бата изменяется в пределах от 2 до 7%, а проницаемость – от 0,1 до 145 мД; открытая пористость келловей-кимериджского пласта изменяется от 3,5 до 30-35%, а проницаемость лежит в пределах от 0,1 до 1300 мД, плотность нефти для данного пласта составляет 0,827-0,858 г/см<sup>3</sup>, содержание серы составляет 0,32-0,64%, а силикагелевых смол – 4,8-11,1%. Для Талинского месторождения открытая пористость принимает значения от 17,5 до 18,0%, проницаемость в отдельных зонах достигает 1,3-3,5 Д, плотность нефти составляет 0,62-0,70 г/см<sup>3</sup>, содержание парафинов составляет 3,5%, серы – 0,2%, а смол и асфальтенов – в среднем 4,0% [3].



## **2 Теоретический обзор методов интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири**

### **2.1 Обоснование применения методов интенсификации**

Состояние призабойной зоны пласта является определяющим фактором в процессе разработки, а также влияет на возможность регулирования процесса фильтрации в нефтяном пласте. Ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик пород в призабойной зоне является одной из главных причин снижения продуктивности скважины. Ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик пород может происходить в результате первичного и вторичного вскрытия пласта, глушения скважины в процессе ремонтных работ, которые могут сопровождаться вымыванием мелких частиц в поры и трещины горной породы, выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений, солей и т.д. На месторождениях Западной Сибири, вследствие содержания глинистого цемента при проведении фильтрации через образцы пород происходит снижение проницаемости в среднем на 30 – 50% по сравнению с водами подземных горизонтов.

В результате роста доли трудноизвлекаемых запасов нефти, относящихся к низкопроницаемым коллекторам, а также техногенного воздействия в процессе ввода данных объектов в разработку, вопрос применения методов воздействия на призабойную зону становится все более актуальным.

Напрямую на продуктивность скважины влияют два наиболее важных параметра – давление на забое и скин-эффект. Чем ниже забойное давление, тем больше дебит скважины. Однако, слишком большая депрессия – разность между пластовым и забойным давлением – оказывает отрицательный эффект, так как приводит к выпадению АСПО и способствует образованию турбулентного течения жидкости. Скин-эффектом называется дополнительное падение давления на стенке скважины, прибавляемое к основному перепаду давления, вызванного нестационарной фильтрацией в пласте. Безразмерная величина, называя скин-фактором, характеризует степень загрязнения призабойной зоны, который принимает отрицательные значения в случае улучшения состояния

призабойной зоны и положительные значения в случае ухудшения. Именно методы интенсификации притока направлены на восстановление и увеличение проницаемости призабойной зоны.

На месторождениях страны широко применяются разнообразные методы воздействия на призабойную зону пласта, однако их успешность составляет не более 80%, а в трети скважин затраты на проведения операций превышают стоимость дополнительной добычи нефти. Это связано с тем, что при проведении определенного метода обработки призабойной зоны не до конца учитываются все механизмы воздействия на коллектор. [4]

Конкретный выбор метода зависит от естественных и термодинамических свойств и состояния призабойной зоны скважины, литологического состава пород, а также от систематически обновляемого анализа изменения свойств пласта.

В таблице 2.1 представлена классификация видов воздействия на призабойную зону пласта [5].

Таблица 2.1 – Распределение методов интенсификации добычи нефти

<b>Методы интенсификации вызова притока нефти</b>				
Химические	Механические	Тепловые	Физические	Комплексные
Соляно-кислотные обработки	Кумулятивные перфорации	Электро-тепловая обработка	Виброволновое воздействие	Виброволновое воздействие с освоением
Пенокислотные обработки	Гидравлический разрыв пласта	Термоакустическое воздействие	Акустическое воздействие	Водоизоляция и виброволновое воздействие
Глинокислотные обработки	Сверлящие перфорации	Прогрев ПЗП паром	Ультразвуковое воздействие	Ультразвуковое воздействие с освоением
Обработки с растворителями и кислотами	Имплозионный метод очистки забоя и пласта	Термокислотные обработки	Электроразрядное воздействие	Термогазохимическое воздействие

## 2.2 Химические методы интенсификации притока

Методы химического воздействия на призабойную зону пласта основаны на свойстве горных пород взаимодействовать с определенными химическими веществами, а также на свойствах некоторых веществ влиять на поверхностные и молекулярно-капиллярные связи в поровом пространстве пород. Они могут применяться для терригенных и для карбонатных коллекторов.

Методы химического воздействия на пласт позволяют:

- очистить и расширить каналы для движения флюида из пласта к скважине;
- образовать новые каналы путем растворения входящих в состав породы минералов;
- изменить фазовую проницаемость пласта.

К наиболее распространенным методам относятся:

- солянокислотная обработка пласта;
- глинокислотная обработка пласта;
- обработка угольной, серной, сульфаминовой кислотами;
- обработка растворами ПАВ;
- обработка ингибиторами гидратообразования. [6]

При проведении кислотных обработок рабочий раствор кислоты закачивается в пласт при давлении ниже давления разрыва пласта. Стоит отметить, что высокая эффективность кислотных обработок характерна лишь при проведении первых двух-трех операций для данного участка, увеличение количества операций на скважине приводит к постепенному снижению эффективности.

Характер проведения работ по химической обработке и эффективность результата связаны с состоянием призабойной зоны до обработки, геолого-физической характеристикой коллектора и свойствами рабочих растворов. Процесс химического взаимодействия растворов кислот с породами и время нейтрализации кислот зависят от следующих параметров: пластовое давление и

температура, характеры поверхности контакта кислоты с породой, концентрации кислот в растворе, скорости их движения, положение границы раздела кислоты с породой, соотношение объема кислотного раствора и площадь поверхности контакта

Процесс обработки скважины может регулироваться скоростью и давлением закачки кислотного раствора. Изменение данных параметров может обеспечить более равномерное распространение реагента по пласту или способствовать образованию трещин и каналов с повышенной проницаемостью.

Кислотные обработки подразделяются на избирательные и неизбирательные (нерегулируемые). Нерегулируемая обработка чаще всего проводится на нефтяных скважинах, которыми вскрыт один продуктивный интервал, а также на нагнетательных и газовых скважинах, характеризующихся низким давлением, данный вид обработок может проводить как с НКТ, так и без них. При осуществлении данного метода в скважину закачивается необходимое количество раствора кислоты и ингибитора, после чего закачивается продавочная жидкость. Основное преимущество данного метода заключается в том, что он является менее затратным по времени и средствам, а продукты реакции легче удаляются из пласта. Однако при данном методе становится невозможно контролировать движение кислоты и рабочей жидкости в непродуктивном интервале, что является недостатком.

Регулируемая кислотная обработка, в свою очередь, подразделяется на обычную, пакрную, с применением закупоривающих реагентов и комбинированную. При использовании данного метода удается исключить попадание реагента в непродуктивный пласт и обеспечить интенсификацию притока из более плотных интервалов. Регулируемая обработка за счет возможности контроля процесса позволяет более полно использовать рабочий раствор кислоты, что несомненно является преимуществом [7].

### **2.2.1 Соляно-кислотная обработка**

В основе соляно-кислотной обработки призабойной зоны скважины лежит способность соляной кислоты вступать в химическую реакцию с

породами, сложенными известняками и доломитами, и растворять их. Таким образом, создается сеть расширенных каналов, которые увеличивают фильтрующую способность пласта, что способствует увеличению продуктивности скважин. В результате реакции соляной кислоты и породы образуются растворимые в воде хлористый кальций (или хлористый магний) и углекислый газ, которые легко выводятся из пласта на поверхность. Наиболее пригодным для использования является раствор  $\text{HCl}$  с концентрацией 8-15%, в котором на 100 весовых частей водного раствора приходится от 8 до 15 частей чистой соляной кислоты. Чрезмерно большая концентрация соляной кислоты приведет к тому, что нейтрализованный раствор будет иметь слишком высокую вязкость.

В случае пластов, сложенных известняками и доломитами, для обработки необходимо использовать именно соляную кислоту, так как другие кислоты, например, серная, в результате реакции с породой образует нерастворимые в воде соли, которые будут осаждаться на забое скважины и закупоривать поры.

При высокой неоднородности продуктивного пласта по простиранию и толщине закачиваемая в него кислота проникает в основном в хорошо проницаемые зоны, в следствие чего реакция происходит в призабойной зоне. Существуют методы, которые используют для увеличения радиуса обработки и подключения к работе бездействующих зон пласта. [8] Так, для закачки кислоты в низкопроницаемые пропластки используют кислотные обработки под давлением, а при наличии интервалов с различной проницаемостью применяют поинтервальные обработки.

Кислотные растворы, используемые для обработки призабойной зоны пласта, направлены на борьбу с загрязнениями сложных составов, поэтому для повышения эффективности необходимо использовать специальные добавки с различными свойствами.

Так, к рабочему раствору  $\text{HCl}$  из-за его высокой коррозионной активности необходимо добавлять ингибиторы коррозии. Такие вещества снижают степень воздействия раствора на применяемое оборудование. В качестве ингибиторов

можно использовать такие вещества, как формалин (с концентрацией 0,6%) – снижает коррозионную активность в 7-8 раз, уникол (с концентрацией 0,25-0,5%) – снижает коррозионную активность в 30-42 раза. Наиболее эффективным ингибитором принято считать катапин А, который является катионоактивным ПАВ, так как при дозировке в 0,1% от объема рабочего раствора кислоты он снижает коррозионную активность в 55-65 раз. Главным недостатком данного вещества является резкое ухудшение защитных свойств при высоких температурах.

Также для ускорения и облегчения очистки призабойной зоны от отреагировавшей кислоты и продуктов реакции используются интенсификаторы. Они представляют собой ПАВ, снижающие поверхностное натяжение на границе нефть – нейтрализованная кислота в 3-5 раз. Такие вещества увеличивают эффективность кислотных обработок.

Помимо этого, применяются также вещества-стабилизаторы, целью которых является удержание в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции раствора соляной кислоты ( $\text{HCl}$ ) с железом, цементом и песчаниками. Для таких целей используются, например, растворы плавиковой кислоты ( $\text{HF}$ ) и уксусной кислоты ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ).

На месторождениях Западной Сибири соляно-кислотные обработки в чистом виде применяются редко, что связано со значительными показателями неоднородности пластов. К тому же, соляная кислота взаимодействует только с карбонатными компонентами пласта, которые составляют лишь часть от общего объема коллектора, и поэтому основная масса пород терригенного коллектора оказывается не охвачена обработкой раствором данной кислоты [5].

### **2.2.2 Глино-кислотная обработка**

Глинокислота или «грязевая» кислота представляет собой кислотную смесь соляной кислоты ( $\text{HCl}$ ), плавиковой кислоты ( $\text{HF}$ ) с концентрацией в среднем 1,5-3% и уксусной кислоты ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ). Глинокислота способна воздействовать на карбонатные, глинистые материалы и частично кварцевые

зерна, что позволяет в первую очередь очистить стенки скважины от глинистой пленки и растворение загрязняющих минералов, снижающих проницаемость прискваженной зоны [7].

Глино-кислотная обработка призабойной зоны является более предпочтительным методом, подходящим для условий пластов большей части месторождений Западной Сибири, так как в данных коллекторах содержится алюмосиликатный глинистый материал. Смесь соляной и фтористоводородной кислоты активно взаимодействует с глинами, отчего растворимость глин в глинокислоте намного выше.

Необходимость содержания в данной химической смеси соляной кислоты объясняется тем, что при реакции плавиковой кислоты с кварцевым компонентом песчаника образуется фтористый кремний ( $\text{SiF}_4$ ). При взаимодействии  $\text{SiF}_4$  с водой образуются такие вещества, как кремнефтористоводородная кислота ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ) и кремниевая кислота ( $\text{Si}(\text{OH})_4$ ), который при определенных условиях способны образовывать гель, закупоривающий поры. Соляная кислота в данном кислотном растворе необходима для удержания кремниевой кислоты [5].

Повысить эффективность кислотной обработки, снизить затраты на проведения мероприятий по обработке и получить максимальный технологический эффект можно за счет разработки новых составов кислотных растворов.

Так, в работе Лачинского К. Н. описывается кислотный раствор на основе соляной и плавиковой кислот, органического растворителя и ПАВ. Опытные промысловые испытания проводились на призабойной зоне пласта ЮС<sub>2</sub> Восточно-Сургутского и Руссинского месторождений. В результате воздействия кислотного раствора предложенного состава снижение массовой доли минералов глинистого цемента составило для гидрослюда 78%, для каолинита – 91%, а для хлорита – 100%. Дополнительная добыча нефти составила 919 тонн на скважинооперацию, а средняя продолжительность эффекта составила 5,4 месяца. [9]

Для высокотемпературных залежей терригенных коллекторов, характеризующихся повышенной карбонатностью, Подопригорой Д. Г. был разработан кислотный состав, содержащий соляную кислоту, муравьиную кислоту, бифторид аммония, эриторбат натрия, гидрофобизатор «ГФ-15», ингибитор коррозии «ИКУ-118». Преимущества данного кислотного состава заключаются прежде всего в низкой скорости реакции с карбонатными и фторосодержащими соединениями, что препятствует образованию нерастворимых соединений и выпадению осадкой, которые затрудняют фильтрацию пластовых флюидов. Компонентный состав предложенного кислотного раствора представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Компонентный состав разработанного кислотного состава [10]

Наименование компонента	Концентрация, % масс.
Соляная кислота (HCl)	1,5
Муравьиная кислота (HCOOH)	12
Бифторид аммония (NH <sub>4</sub> F·HF)	0,5
Эриторбат натрия	1,5
Гидрофобизатор «ГФ-15»	0,1
Ингибитор коррозии «ИКУ-118»	0,05
Вода	Остальное

Двухступенчатая обработка карбонатных песчаников является наиболее целесообразной. Данный процесс осуществляется следующим образом: сначала в пласт закачивают раствор соляной кислоты, после этого закачивают раствор глиноуксусной кислоты. При проведении обработок глиноуксусной кислотой необходимо удалять с призабойной зоны продукты химических реакций, чтобы избежать ухудшения проницаемости продуктивных пластов [7].

### 2.2.3 Технология и техника проведения простых кислотных обработок

Очистка забоя и стенок скважины является главным этапом при подготовке скважин к проведению кислотных обработок. В случае, если продуктивный пласт обсажен колонной, осуществляется очистка забоя скважины от загрязняющей пробки. В процессе подготовительных работ



извлекают штанги, допускают фильтр до подошвы пласта, на котором планируется проведение кислотной обработки, готовят рабочий кислотный раствор определенных объема и концентрации, также перед началом работ необходимо определить статический уровень, скорость накопления уровня, коэффициент продуктивности и др.

Объем раствора кислоты рассчитывается индивидуально для каждого месторождения и скважины, при этом учитываются данные о радиусе призабойной зоны, пористости, проницаемости и химико-минералогическом составе призабойной зоны.

Типовая технология проведения простых кислотных обработок включает в себя следующее:

1. Подъем подземного оборудование и промывка забоя скважины методом обратной промывки;
2. Спуск пакера на НКТ и последующая повторная промывка скважины водой, ниже пакера спускается «хвост» НКТ;
3. Опрессовка пакера на полуторакратное давление, ожидаемое при закачке кислоты;
4. Закачка раствора кислоты с концентрацией 12-15% в скважину насосными агрегатами через НКТ и продавка в пласт водой;
5. Закрытие скважины на реагирование на 16-24 часа;
6. Срыв пакера и промывка скважины после реагирования;
7. Пуск скважины в работу.

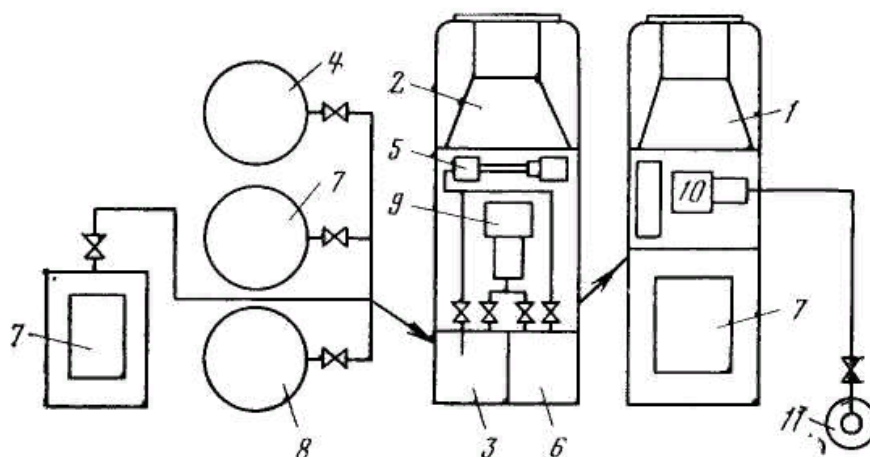


Рисунок 2.1 – Схема обвязки наземного оборудования при проведении простых кислотных обработок

На рисунке 2.1: 1 – кислотный агрегат; 2 – вспомогательный насосный агрегат; 3, 6 – емкость; 4, 7, 8 – стационарная емкость; 5, 10 – насос; 11 – скважина.

Исходя из гидродинамического состояния скважины к моменту обработки определяются порядок и гидравлические условия закачки рабочих кислотных растворов. Это необходимо для того, чтобы кислота в затрубном пространстве поддерживалась в пределах выбранного для обработки интервала ствола скважины, так как нарушение данных условий приведет к подъему кислоты выше верхних отверстий перфорации и, как следствие, рабочий раствор не поступит в обрабатываемый пласт [11].

#### 2.2.4 Пенокислотная обработка скважин

Метод пенокислотной обработки применяется для обработки продуктивного коллектора с целью повышения продуктивности скважин и улучшения характеристик призабойной зоны. По сравнению с обычными кислотными обработками данный метод обладает большей эффективностью, что можно объяснить тем, что при совместном воздействии пены и кислоты уменьшается скорость нейтрализации кислотного раствора, сам рабочий раствор проникает в пласт глубже, увеличивается зона воздействия по толщине пласта, обеспечиваются лучшие условия для очистки призабойной зоны.

Для пенокислотных обработок обычно выбираются скважины, для которых проведение обычных кислотных обработок не оказалось эффективным.

Пена представляет собой дисперсную систему, в которой дисперсная среда – это жидкость (это может быть вода или кислота), а дисперсная фаза – газ (природный газ, воздух, азот и др.). Чтобы образовалась пена, в системе необходим третий компонент, в качестве которого обычно применяют ионогенные и неионогенные ПАВ. Структуру пен определяет соотношение объемов жидкой и газовой фаз.

Действие пенокислотного раствора заключается в следующем: в нефтенасыщенной части пласта пена разрушается, а в водонасыщенной – создает препятствие продвижению пластовых вод.

Для приготовления пенокислоты используется обгазовая или техническая соляная кислота, лесохимическая и синтетическая уксусная кислота, сульфаминовая кислота. В таблице 2.3 также представлены ПАВ, используемые для приготовления пены.

Таблица 2.3 - ПАВ применяемые для приготовления пен

Наименование ПАВ	Оптимальная дозировка в % к объему	
	кислотного раствора	раствора пен
ОП-7	0,1-0,3	0,2-0,5
ОП-10	0,1-0,3	0,2-0,3
Сульфанол	0,1-0,3	0,5-3,0
Дисолван	0,1-0,3	-
Превоцел	0,1-0,3	0,2-0,3

Для повышения устойчивости пены используются следующие стабилизаторы: карбоксилметилцеллюлоза КМЦ-500, КМЦ-600; сульфито-спиртовая барда; глинистый раствор; силикат натрия (жидкое стекло).

При проведении пенокислотной обработки скважин рекомендуется использовать схему с последующим извлечением продуктов реакции путем освоения азотной установкой, представленную на рисунке 2.2 [5].

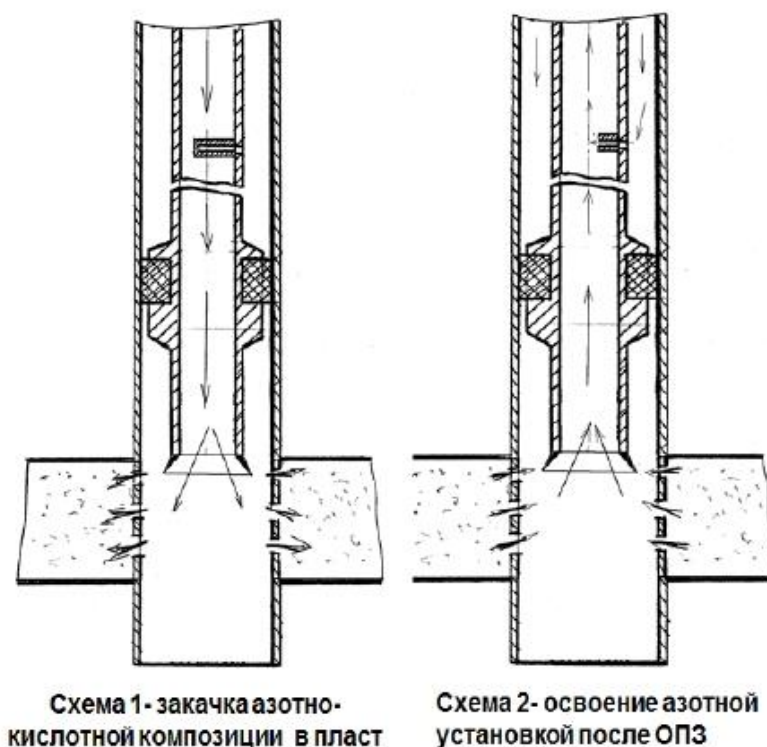


Рисунок 2.2 - Схема проведения пенокислотной обработки

## 2.3 Механические методы интенсификации притока

Эффективность механических методов наблюдается в твердых породах при создании в призабойной зоне пласта дополнительных трещин или расширении существующих, позволяющих приобщить к процессу фильтрации новые удаленные и малопроницаемые части пласта. Данный вид обработок включает в себя все виды повторной перфорации, гидравлический разрыв пласта (ГРП), имплозионные методы очистки забоя и призабойной зоны скважины.

### 2.3.1 Перфорационные работы

Перфорация предназначена для создания каналов (отверстий) в стальной колонне, цементном камне и горной породе. Такие каналы предназначены для обеспечения высокоэффективной и долговременной гидродинамической связи между пластом и скважиной. В зависимости от вида перфорации варьируются такие параметры, как глубина перфорационного канала, диаметр канала и плотность перфорации. Выделяются следующие способы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;

- гидropескоструйная;
- кумулятивная;
- сверлящая, щелевая;
- гидромеханическая.

Пулевые перфораторы предназначены для вскрытия продуктивных пластов с целью установления гидродинамической связи пласта со скважиной. При пулевой перфорации в скважину спускается стреляющий аппарат, который заряжен пулями диаметром 12,5 мм. При этом длина образующихся перфорационных каналов варьируется в пределах 65-145 мм и зависит от прочности и типа породы.

При торпедной перфорации диаметр снарядов составляет 22 мм. В процессе перфорации внутри колонны создаются высокие давления, способные деформировать и разрушать обсадную колонну и цементный камень. Стоит отметить, что пулевая и торпедная перфорации в настоящее время применяются ограниченно.

Гидропескоструйную перфорацию в основном применяют при проведении капитального ремонта скважин, для повторной перфорации после изоляционных работ, а также в разведочных скважинах с многоколонной конструкцией.

При гидропескоструйной перфорации используются скоростные песчано-жидкостные струи, абразивное действие которых разрушает преграды. Размеры каналов в этом случае зависят от прочности горных пород, продолжительности воздействия и мощности песчаножидкостной струи. Как правило, при увеличении концентрации песка увеличивается объем канала при той же глубине. Для проведения гидропескоструйной перфорации используется то же оборудование, что и при гидроразрыве пласта.

При кумулятивной перфорации каналы образуются за счет кумулятивного эффекта и сфокусированного взрыва, направленного для создания и улучшения гидродинамической связи скважины с пластом. Кумулятивный эффект представляет собой направленный взрыв, который

достигается за счет того, что передняя часть заряда взрывчатого вещества выполняется в форме воронки, тогда взрывная волна и поток частиц идут не параллельно, а фокусируются в одной точке, где наблюдается максимальная мощность взрыва. При данном виде перфорации глубина канала достигает 1350 мм, а его диаметр в средней части составляет 8-15 мм, размеры каналов варьируются в зависимости от типа перфоратора, прочности породы, механических свойств материала и обсадной колонны.

Сверлящая перфорация является одним из методов вторичного вскрытия пластов и основана на механическом способе разрушения. При сверлящей перфорации исключается деформация и разрушение обсадных колонн и цементного кольца, ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне пласта. При данном виде перфорации диаметр перфорационного канала составляет 15 мм, а глубина изменяется в пределах 50-70 мм. Сверлящие перфораторы особенно эффективны при небольшой толщине пластов, близком расположении водоносных и продуктивных горизонтов и переслаивающихся водонефтяных пластов.

При щелевой перфорации создается вертикальная щель большой протяженности, которая способна вскрыть все флюидопроводящие каналы продуктивного пласта. При данном виде перфорации разрушение эксплуатационной колонны происходит в результате механического воздействия ролика на колонну, а цементный камень и горная порода разрушаются при размыве готовой щели. Щелевая перфорация применяется при капитальном ремонте скважин для перфорации, не вскрытых ранее интервалов, в добывающих и нагнетательных скважинах.

Гидромеханическая прокалывающая перфорация является селективной перфорацией. При данном виде перфорации специальный перфоратор формирует в колонне отверстия размерами от 16x20 мм до 20x800 мм за счет вдавливания в стенку колонны прокалывающих резцов. Через образованные отверстия на цементное кольцо и горную породу воздействуют высоконапорные струи жидкости, не содержащие в себе абразивных частиц.

перфоратор может быть использован при ремонте скважин для ограничений водопритоков и ремонтно-изоляционных работ [5].

### **2.3.2 Гидравлический разрыв пласта (ГРП)**

#### **2.3.2.1 Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта**

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Практика применения гидравлического разрыва широко применяется как в отечественной, так и в зарубежной практике. На месторождениях Западной Сибири метод ГРП является самым распространенным способом при разработке низкопроницаемых коллекторов.

Под гидравлическим разрывом пласта подразумевается процесс воздействия давления жидкости на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Такое давление в среднем в 1,5 – 2 раза выше пластового. В результате образуются новые искусственные трещины и расширяются естественные. Давление флюида увеличивает появившиеся трещины и связывает их с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной. За счет увеличения площади дренажа скважины происходит повышение дебита скважины.

Графики зависимости давления  $P$  от расхода  $Q$  характеризуют образование новых и расширение имеющихся трещин. Так, падение давления при постоянном темпе закачки свидетельствует о наличии искусственных трещин (рисунок 2.3), увеличение расхода жидкости разрыв при повышении давления говорит о расширении естественных трещин (рисунок 2.4) [12].

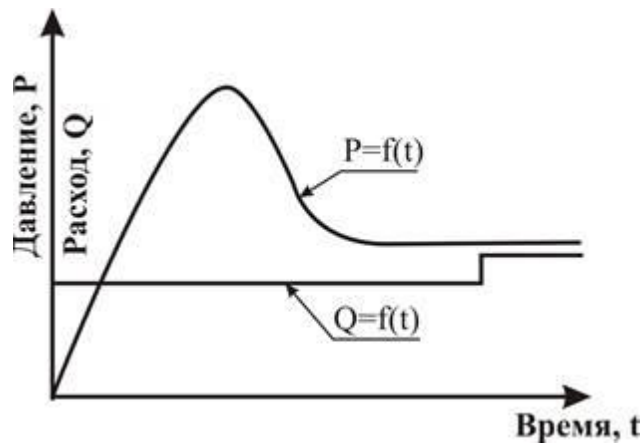


Рисунок 2.3 - Изменение давления и расхода при ГРП с образованием искусственных трещин

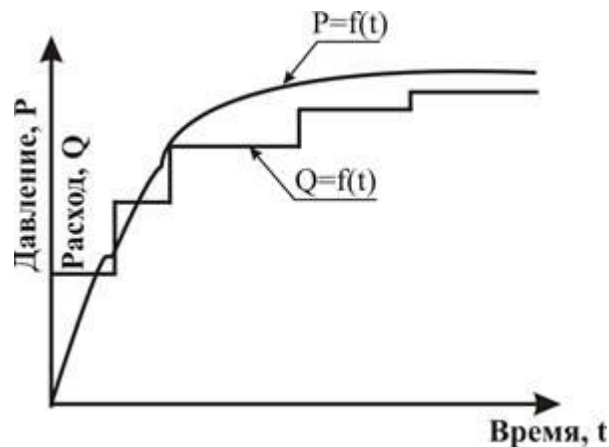


Рисунок 2.4 - Изменение давления и расхода при ГРП с расширением естественных трещин

### 2.3.2.2 Подготовительные работы при проведении ГРП

Перед проведением ГРП необходимо осуществить ряд подготовительных работ, которые включают в себя подбор скважин, их исследование и обследование технического состояния, изучение геолого-промысловых материалов, технико-технологическое обеспечение процесса.

При выборе объекта среди горизонтальных скважин для проведения ГРП учитываются следующие параметры:

- расчетный дебит скважины и степень выработки запасов, достаточные для проведения рентабельной операции ГРП;
- характеристика призабойной зоны;
- техническое состояние скважины;



- длина горизонтального участка скважины;
- азимут горизонтального ствола;
- приемлемые риски при проведении гидроразрыва (риск прорыва в водо и газонасыщенные интервалы при их наличии, риск прорыва фронта нагнетаемой воды).

Гидродинамические характеристики пласта являются показательными при оценке призабойной зоны скважины. Если объект разработки является многопластовым, то его параметры определяются отдельно для каждого пласта и пропластка, которые вскрываются скважиной, замеряя профили притока или закачки на каждом режиме и исследуя методом установившихся отборов.

Для проведения ГРП следует выбирать скважины следующих категорий:

- скважины с высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора;
- скважины с загрязненной призабойной зоной;
- скважины, давшие при опробовании слабый приток нефти;
- скважины с высоким газовым фактором для его снижения;
- скважины, имеющие заниженный дебит по отношению к окружающим;
- нагнетательные скважины с неравномерной приемистостью по продуктивному разрезу.

Существует также ряд ограничений для проведения ГРП. Так, гидравлический разрыв пласта не рекомендуется проводить в следующих ситуациях:

- в скважинах со сломом или смятием колонны;
- в скважинах с нарушенной фильтровой частью;
- в нефтяных скважинах, расположенных вблизи контура нефтеносности;
- при плохом состоянии цементного кольца или недостаточной высоте подъема цемента.

В первую очередь для гидроразрыва выбираются скважины с продуктивностью меньшей, чем у близлежащих. Наиболее результативные ГРП наблюдаются в добывающих скважинах по пластам с высоким давлением, с меньшей степенью дренированности и имеющим более высокую нефтенасыщенность [13].

После подбора скважины для проведения ГРП следует ряд подготовительно-заключительных работ, которые включают в себя:

1. Геофизические исследования на скважине, в ходе которых определяется:

- техническое состояние эксплуатационной колонны;
- продуктивность скважины;
- дебит скважины и обводненность добываемого флюида;
- качество цементного кольца в интервале перфорации, а также выше и ниже;
- работающие интервалы пласта.

2. Подбор технологии проведения ГРП.

3. Выбор рабочей жидкости и расклинивающего агента.

4. Моделирование механизма образования трещин.

Подбор жидкости разрыва и расклинивающего агента и расчет их количества производится для каждой конкретной скважины индивидуально. Жидкость разрыва должна обладать пониженной вязкостью в период закачивания, минимальной фильтрацией в пласт и возможностью быстрого удаления после смыкания трещины. При этом следует учесть следующие факторы:

1) Возможность полного блокирования притока, которая связана с поглощением жидкости в зоне, прилегающей к поверхности трещины, и, как следствие, понижением относительной проницаемости по пластовой жидкости из-за повышенного насыщения жидкостью зоны вторжения.

2) Нарушение проницаемости песчаной пробки.

3) Склонность многих жидкостей к осадкообразованию или образованию эмульсий [7].

При проектировании ГРП следует учитывать следующие выводы из механизма образования трещин:

- параллельные трещины наблюдаются в районах с одинаковым напряжением – данная характеристика учитывается при проектировании расстановки скважин для проведения ГРП;
- трещина распространяется перпендикулярно плоскости наименьшего напряжения в пласте;
- гидроразрыв проводится при давлениях меньше горного для тектонически ослабленных областей, трещины в таком случае ориентированы вертикально;
- равное или превышающее горное давление является показателем для горизонтальных трещин, поэтому они наблюдаются в областях активного тектонического сжатия [14].

#### **2.3.2.3 Виды ГРП**

Различают проппантный, кислотный и пенный ГРП.

При проведении проппантного ГРП в качестве расклинивающего агента используют проппант, данный вид ГРП чаще всего используют в терригенных пластах.

При кислотном ГРП жидкостью разрыва является кислота. Данная разновидность гидроразрыва применяется в карбонатных пластах, а созданная сеть каверн и трещин не требует закрепления проппантом. Данная операция схожа с кислотной обработкой призабойной зоны, однако, от обычной кислотной обработки кислотный ГРП отличается высоким давлением закачки рабочей жидкости и большими ее объемами.

Также можно выделить пенный ГРП, который проводится при высоком давлении и сопровождается закачкой газа вместе с гелем и проппантом. При данном виде ГРП требуется меньшее количество водного раствора, из чего

следует меньшая потеря продуктивности низкопроницаемых коллекторов. Применение газа способствует более быстрой очистки трещины от жидкостей, что уменьшает урон окружающей среде и пласту.

Существует несколько видов жидкостей разрыва, которые выбираются в зависимости от вида ГРП, среди них можно выделить следующие:

- Жидкости на водной основе используются в большинстве обработок. Они более экономичны по сравнению с другими типами, дают больший гидростатический эффект более безопасны и легче контролируются и загущаются;
- Жидкости на нефтяной основе;
- Жидкости на спиртовой основе;
- Эмульсионные жидкости разрыва;
- Пены;
- Кислоты [15].

По количеству интервалов и числу воздействий ГРП могут быть однократные, многоэтапные и повторные.

Объектами для проведения многоэтапного ГРП являются залежи с большой продуктивной мощностью, в таком случае для обеспечения равномерной выработки требуется проведение не менее двух операций. Для разделения интервалов между целевыми ГРП применяют пакеры, устанавливают мосты изоляции, используют специальное подземное оборудование или методы заканчивания скважин.

При повторном ГРП интервалы первичного и дальнейшего воздействия совпадают. Данный вид ГРП проводится для оптимизации параметров разрывов, увеличения их текущей проводимости или для восстановления утраченной [16].

#### **2.3.2.4 Проблемы, возникающие при проведении ГРП**

При проведении гидравлического разрыва пласта не всегда удается достичь поставленного результата, а некоторые операции гидроразрыва наоборот могут привести к отрицательному эффекту.

Существуют факторы, которые влияют на снижение эффективности ГРП, к ним относятся: резкое снижение фазовых проницаемостей по нефти в недонасыщенных и переходных зонах пласта, снижение пластовой энергии, изначально низкая проводимость трещин, накопление неразложившегося геля в трещине, вынос пластовым флюидом проппанта из трещин.

#### *Прорыв воды по трещине ГРП*

Существуют определенные ограничения на применение ГРП, одним из них является близость водонасыщенных прослоев. Разработан ряд технологий, позволяющих ограничить приток воды. Наиболее эффективные из них:

- снижение относительной фазовой проницаемости для воды за счет применения реагентов – модификаторов фазовой проницаемости (МФП): AquaCon, Cw-Frac, WCA-I, WLP-3700 и другие;
- снижение эффективного давления с целью ограничения роста трещины в высоту, для этого используются следующие жидкости, обладающие низкими значениями вязкости: линейные гели специальных составов ClearFRAC (вязкоэластичные жидкости ГРП) и FiberFRAC (жидкости ГРП с применением волокон);
- создания проппантных барьеров с целью ограничения увеличения высоты трещины: BracketFRAC, J-FRAC, метод искусственного клина – NewCo Well Service.

Для каждой технологии существуют условия применимости. Так, технологии ограничения высоты трещины применяются в случае тонких глинистых пропластков между продуктивными и водонасыщенными пластами. Модификаторы фазовой проницаемости применяются в случае близости водонефтяного контакта и в скважинах с высокой обводненностью.

#### *Вынос проппанта*

Данное осложнение наиболее сильно влияет на снижение продуктивности скважин после ГРП. Как правило, оно вызвано износом скважинного

оборудования в результате абразивного воздействия, уменьшение проводящей ширины трещины в результате снижения эффекта расклинивания.

Чаще всего вынос проппанта является продолжительным явлением. Причиной выноса принято считать неустойчивое состояние проппантной массы в трещине, связанное с высокими скоростями фильтрации пластовых флюидов. Снизить интенсивность проппантного выноса можно за счет снижения депрессии на продуктивный пласт и, как следствие, скорости фильтрации флюида в пласте.

Существуют определенные технологии для решения проблемы выноса проппанта из трещин. Из них можно выделить технологию PropNET, когда вместе с проппантом в пласт закачивается специальное гибкое стекловолокно, целью которого является заполнение промежутков между частицами проппанта, что может обеспечить более высокую устойчивость.

Самой распространенной является технология RCP-проппанта – химического закрепления проппанта со смоляным покрытием. RCP-проппант спекается под действием высоких температур или химических агентов и таким образом препятствует выносу обычного проппанта из трещины.

#### *Накопление неразложившегося геля*

Основной многих жидкостей разрыва являются гели гуаровой смолы с добавлением сшивателя и брейкера-деструктора полимеров. При некоторых условиях полимер не разрушается после поступления проппанта в трещину, из-за чего образуется сверхвязкая гелеобразная масса, способная заблокировать трещину и области призабойной зоны. Помимо этого, в таких случаях наблюдается высокая фильтратоотдача и недостаточная песконесущая способность, высокие потери давления на трение при закачке высоковязкого геля.

Для решения данной проблемы используются более совершенные по составу жидкости разрыва: высокоструктурированные гелирующие комплексы «Химеко-В», кислотный состав ФЛАКСОКОР110, низкополимерные жидкости разрыва LowGuar и система добавок к деструктору CleanFLOW, незагрязняющие

пласт жидкости, такие как ClearFrac, которая не требует деструктора, и Diamond FRAQ – вязкоупругая жидкость для проведения ГПП, обладающая эксплуатационными свойствами полимерной жидкости. [17]

### **3 Анализ эффективности применения методов интенсификации на месторождениях Западной Сибири**

Состояние призабойной зоны пласта является определяющим фактором в процессе разработки, а также влияет на возможность регулирования процесса фильтрации в нефтяном пласте. Методы интенсификации, направленные на улучшение состояние призабойной зоны, подбираются отдельно для каждого месторождения и характерных для него условия залегания пород в пласте. От корректного выбора метода зависит эффективность и результат воздействия на призабойную зону пласта, а, следовательно, величина продуктивности скважины, ее дебит и степень выработки.

#### **3.1 Применение методов интенсификации на X месторождении**

##### **3.1.1 Общая геологическая характеристика X месторождения**

Геологический разрез X месторождения нефти сложен толщей осадочных пород мезозойского и кайнозойского возраста, мощностью от 3100 до 3300 метров. В целом, геологический разрез осадочного чехла однотипен. Песчано-алевритовые породы, которыми сложен разрез данного месторождения, можно разделить на три типа: коллекторы, которые сложены мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами; глинистые породы; плотные породы, представленные песчано-алевритовыми разностями с карбонатным цементом.

Юрские отложения сложены осадками трех отделов. Так, нижний отдел представлен ягельной, тюменской и горелой свитами, верхний – абалакской и баженовской свитами.

Толщина ягельной свиты достигает 60 метров. Данная свита сложена аргиллитами темно-серыми, слабо алевритистыми, с прослоями алевролитов и гравелитов.

Толщина абалакской свиты составляет 17-40 метров, она представлена темно-серыми аргиллитами с алевритистыми прослоями с включениями известняков и глауконитовых участков.



Тюменская свита развита по всей территории рассматриваемого месторождения и сложена чередованием алевролитов, песчаников, аргиллитов с прослоями бурых углей.

Баженовская свита имеет толщину от 20 до 40 метров. В верхней части свиты, как правило, залегают бурые породы, в средней – черные, а в нижней – карбонатные породы. В целом, данная свита представлена темно-серыми, битуминозными, слюдистыми аргиллитами с включениями пирита и органики.

Меловые отложения сложены осадками верхнего и нижнего отделов. Так, нижний отдел представлен ахской, черкашинской, алымской, викуловской и ханты-мансийской свитами, верхний – уватской, кузнецовской, березовской и ганькинской свитами. На рассматриваемой территории отложения меловой системы развиты повсеместно.

Ахская свита разделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. В разрезе нижней подсвиты можно выделить подачимовскую пачку, толщина которой составляет 20-40 метров, представленную темно-серыми аргиллитами, слабо алевролитистыми, слюдистыми. Выше залегает ачимовская пачка с толщиной от 0 до 150 метров, увеличение толщины наблюдается с запада на восток и юго-восток территории. Для данной пачки характерно сложное строение, представленное переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина надачимовской пачки изменяется от 80 до 130 метров, она сложена аргиллитами темно-серыми, алевролитистыми, пропластками известковистыми с прослоями песчаников и алевролитов слоистых. Верхняя подсвита характеризуется темно-серыми аргиллитами, переходящими в песчаники серые, глинистые и известково-глинистые.

Для черкашинской свиты характерно частое переслаивание песчано-алевритовых пород и аргиллитов. Встречаются также прослои глинистых известняков, конкреции сидерита. Толщина свиты составляет 290-610 метров. Данная свита содержит такие промышленно нефтеносные песчаные горизонты, как AC7, AC8, AC9, AC10, AC11, AC12.

Толщина алымской свиты изменяется от 190 до 240 метров. Свита представлена темно-серыми глинами, встречаются также черные прослои.

Толщина уватской свиты составляет 270-300 метров, увеличение наблюдается в направлении с запада на восток. Для данной свиты характерно неравномерное переслаивание песков, алевролитов, слабосцементированных, глинистых, полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов, а также аргиллитоподобных глин.

Толщина кузнецовской свиты изменяется от 49 до 63 метров. Она сложена плотными глинами с прослоями глауконитовых алевролитов и редко песчаников, встречаются органические остатки.

Толщина березовской свиты составляет 132-227 метров, и она разделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита сложена чередованием серых и пепельно-серых глин монтмориллонитового состава. Толщина свита изменяется от 45 до 94 метров в направлении востока и севера. Верхняя подсвита сложена глинами серыми и темно-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, прослоями опоковидными, кремнистыми, однородными, песчанистыми, ее толщина составляет 87-133 метра.

Рассмотрим общие сведения о нефтегазоносности района.

Основными нефтегазоносными объектами в разрезе X месторождения являются неокомские отложения – серия пластов AC7-AC12. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях тюменской свиты (пласты ЮС2, ЮС3) и баженовской свиты (пласт ЮС0). Скопление нефти в линзах песчано-алевритистых породах является характерной особенностью данного региона.

В пределах данного стратиграфического объема можно выделить несколько этапов формирования с характерными особенностями морфологии песчаных тел, которые отличаются по степени изменчивости, переслаивания, фильтрационно-емкостным свойствам и продуктивности.

По запасам, основными объектами являются продуктивные горизонты AC10 – AC12. В продуктивных пластах AC7, AC8, AC9 сосредоточено около 1% запасов южной части X месторождения. Нефтеносность продуктивных

горизонтов связана преимущественно с литологически экранированными ловушками, которые являются полностью нефтенасыщенными и не имеют водонефтяного контакта. Также, в пласте ЮС3 выявлен ряд залежей структурно-литологического типа. В пласте ЮС2 выделяется 2 типа залежей: литологически экранированные и структурно-литологического типа.

Рассмотрим физико-гидродинамическую характеристику продуктивных пластов. Для изучения свойств использовался стандартный комплекс исследований: изучение прозрачных шлифов под микроскопом, минералогический и гранулометрический анализы, определение пористости, проницаемости, удельного электрического сопротивления, рентгеноструктурный анализ, водоудерживающей способности остаточной водонефтенасыщенности, плотности, карбонатности, смачиваемости, упруго-деформационных и прочностных характеристик, коэффициентов вытеснения, фазовых проницаемостей. В таблице 3.1 представлено сравнение значений фильтрационно-емкостных свойств, полученные в ходе изучения керна и проведения ГИС.

Таблица 3.1 – Сравнение фильтрационно-емкостных свойств

Параметры	АС7	АС8	АС9	АС10 <sup>01</sup>	АС10 <sub>1-3</sub>	АС10 <sub>4</sub>	АС11 <sub>1</sub>	АС12 <sub>1</sub>	АС12 <sub>3-5</sub>
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Коэффициент пористости									
Керн									
Количество скважин	2	-	1	11	32	13	-	12	33
Охарактеризованная эффективная толщина, м	4.0	-	3.4	97.0	211.4	67.0	-	117.8	203.4
Количество определений	11	-	5	651	1339	369	-	620	1147
Минимальное значение, доли ед.	0.147	-	0.083	0.030	0.019	0.055	-	0.031	0.030
Максимальное значение, доли ед.	0.189	-	0.187	0.225	0.249	0.210	-	0.215	0.245
Среднее значение, доли ед.	0.157	-	0.144	0.156	0.165	0.158	-	0.161	0.164
ГИС									
Количество скважин	230	15	156	227	108	136	13	597	407
Минимальное значение, доли ед.	0.12	0.14	0.13	0.132	0.14	0.146	0.141	0.123	0.126

Продолжение таблицы 3.1

Максимальное значение, доли ед.	0.21	0.2	0.21	0.208	0.196	0.22	0.188	0.213	0.202
Среднее значение, доли ед.	0.17	0.16	0.16	0.17	0.174	0.176	0.168	0.165	0.168
Коэффициент проницаемости									
Керн									
Количество скважин	2	-	1	11	32	13	-	12	33
Охарактеризованная эффективная толщина, м	4.0	-	3.4	96.0	206.0	66.4	-	117.0	201.8
Количество определений	11	-	4	624	1238	345	-	590	1095
Минимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	0.01	-	0.10	0.01	0.01	0.02	-	0.01	0.01
Максимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	0.80	-	1.00	159.5	195.0	26.81	-	41.28	63.44
Среднее значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	0.21	-	0.79	4.74	8.91	2.33	-	3.18	1.90
ГИС									
Количество скважин	230	15	156	226	108	135	13	596	406
Минимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	0.8	0.5	0.1	0.17	0.7	0.6	0.7	0.1	0.18
Максимальное значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	224	26.2	48.3	40.41	17.47	124.1	14.39	33.66	32.84
Среднее значение, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	7.21	4.2	5.58	4.67	5.13	8.91	3.71	3.44	3.49

Что касается физико-химических свойств пластовых флюидов, плотность нефти на X месторождении в среднем составляет 780-800 кг/м<sup>3</sup>, вязкость пластовой нефти находится в пределах от 1,4-1,6 мПа·с, давление насыщения нефти составляет 9-11 МПа. Нефть нафтенового ряда, парафинистая, малосмолистая.

Текущее состояние разработки X месторождения выглядит следующим образом: с начала разработки по месторождению отобрано 97001 тысяч тонн нефти, или 6,1 % от начальных балансовых запасов и 21,5 % от начальных извлекаемых запасов. Накопленная добыча жидкости – 151440 тысяч тонн. В таблице 3.2 приведены основные технологические показатели на 2017 год. Максимальный уровень добычи жидкости и закачки воды был достигнут в 2015 году и составил 24278,2 тысяч тонн и 33113,9 тысяч м<sup>3</sup> соответственно. Снижение дебита по нефти сопровождалось постоянным ростом обводненности.

Таблица 3.2 – Основные показатели разработки на 2017 год

<b>Основные показатели разработки</b>	<b>АС10-АС12</b>
Год ввода в разработку	1999
Текущая добыча нефти, тыс,т/год	11789,6
Накопленная добыча нефти, тыс,т	97000,7
Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед,	0,064
Утвержденный КИН, доли ед,	0,284
Годовая добыча жидкости, тыс,т/год	24278,2
Накопленная добыча жидкости, тыс,т	151440
Обводнённость, %	51,4
Водонефтяной фактор, т/т	1,1
Накопленный водонефтяной фактор, т/т	0,6
Фонд добывающих скважин	2091
Действующий фонд добывающих скважин	2053
Действующий фонд нагнетательных скважин	1143
Средний дебит нефти, т/сут	16,7
Средний дебит жидкости, т/сут	34,3
Средняя приемистость скважины, м <sup>3</sup> /сут	106,0
Годовая закачка воды, тыс,м <sup>3</sup> /год	33113,9
Накопленная закачка воды, тыс,м <sup>3</sup>	209306
Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	119,6
Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	116,9
Добыча попутного газа, млн,м <sup>3</sup> /сут	1047,7

На данный момент, в разработке находится один объект промышленной разработки, представленный продуктивными пластами АС10, АС11 и АС12 [18].

### **3.1.2 Оценка эффективности применяемых методов интенсификации на X месторождении**

Для X месторождения характерен ряд проблем, которые значительно осложняют его разработку. К ним относится низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная приемистость нагнетательных скважин и слабая гидродинамическая связь отдельных участков пластов. В

целом, месторождение отличается низкими дебитами. Рассмотрим применение характерных для данного месторождения методов интенсификации добычи.

#### *Кислотные обработки*

Большая часть операций по кислотным обработкам на X месторождении проводилась на скважинах нагнетательного фонда с целью увеличения их приемистости.

На данном месторождении стандартным рабочим кислотным раствором является смесь соляной кислоты (HCl) с концентрацией 14% и плавиковой кислоты (HF) с концентрацией 5%. Объем рабочего раствора рассчитывается из соотношения 1,2-1,7 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированной толщины пласта. В данном случае кислотная обработка призабойной зоны скважины показала себя как достаточно эффективный метод восстановления приемистости. В таблице 3.3 представлены результаты обработок по ряду нагнетательных скважин.

Таблица 3.3 – Результаты обработок в нагнетательных скважинах

№ скважины	Приемистость до обработки, м <sup>3</sup> /сут.	Приемистость после обработки, м <sup>3</sup> /сут.	Давление закачки, атм.	Тип кислоты
103	30	220	185	HCl
91	140	480	155	HCl
1127	0	360	175	HCl
1765	30	280	180	HCl
2770	0	335	175	HCl
1792	30	288	170	HCl
2712	0	410	170	HCl
2734	30	410	170	HCl
2730	0	340	170	HCl

По результатам анализа проведенных обработок видно, что приемистость нагнетательных скважин в результате увеличилась в среднем в 1,5-10 раз. При этом длительность эффекта проводимых операций составляет от 3 месяцев до 1 года.

#### *Гидроразрыв пласта*

После проведения операций ГРП на X месторождении, как правило, наблюдаются существенные темпы падения дебита, однако при этом данный

метод интенсификации характеризуется высокой эффективностью и для данного месторождения является одновременно и методом увеличения нефтеотдачи. Проведение операций ГРП позволяет отбирать дополнительный объем нефти из низкопроницаемого пласта АС12.

Применять ГРП на X месторождении начали с 2006 года. Всего за период с 2009 по 2017 год было проведено 263 операции ГРП. Наибольшее количество ГРП приходится на 2011 год и составляет 126 операций. К концу 2011 года дополнительная добыча, полученная за счет проведения ГРП, составила 45% от все добытой за год нефти. В таблице 3.4 представлено распределение дополнительной добычи по пластам в процентах от всей добычи по пласту и добычи в целом.

Таблица 3.4 – Распределение дополнительной добычи по пластам

<b>Параметр</b>	<b>АС10</b>	<b>АС11</b>	<b>АС12</b>
% от всей добычи по пласту	40,5	30,8	78,8
% от добычи в целом	11,3	4,6	32,4

По данным таблицы 3.4 видно, что пласт АС12 является основным объектом для проведения ГРП.

К концу 2016 года дополнительная добыча за счет проведения ГРП составила 44% от все добытой за год нефти. На рисунке 3.1 представлена динамика добычи нефти по месторождению в целом, а также дополнительная добыча нефти за счет проведение ГРП.

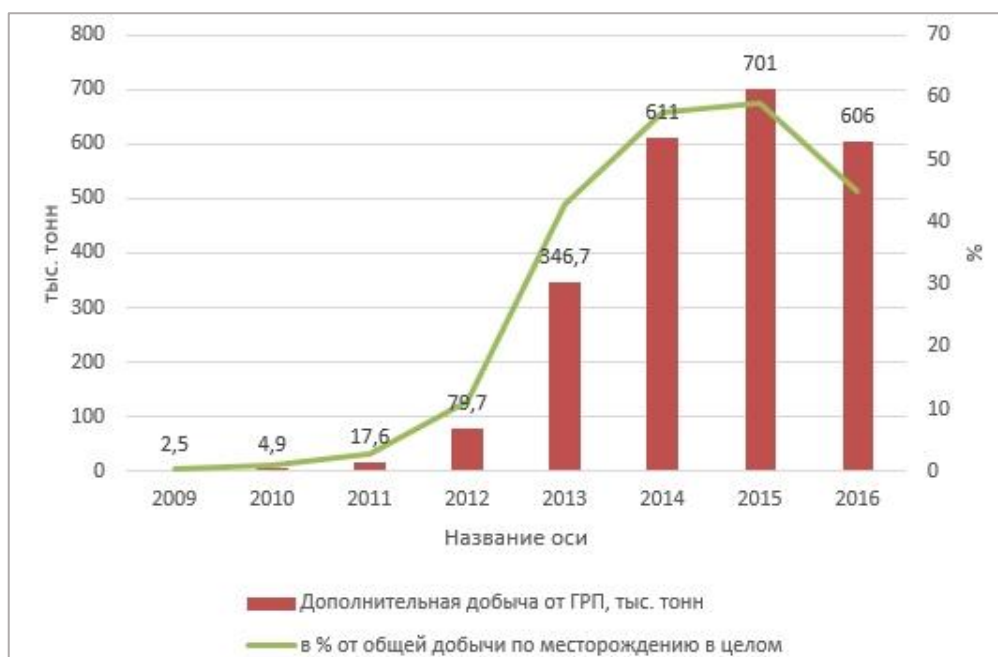


Рисунок 3.1 – Дополнительная добыча от проведения ГРП

Прирост добычи после проведения ГРП увеличивается до 2015 года включительно и в этом году достигает максимума – 701,0 тысяч тонн. В 2016 году уже происходит снижение дополнительной добычи до 606,0 тысяч тонн. Общая дополнительная добыча за весь представленный период составила 2369,4 тысяч тонн.

#### *Повышение эффективности перфорации*

На месторождении X при минимальной проницаемости пропластков 2-5 мД рекомендуется проводить вторичное вскрытие пласта перфораторами – систему трещинной перфорации пласта (СТПП). Данный метод направлен на создание дополнительных фильтрационных каналов, после его проведения может быть также проведен ГРП. Данный метод также используется для оценки добывающих возможностей пласта, чтобы по результатам спроектировать проведение иного метода интенсификации.

В ходе разработки X месторождения выполнялись следующие мероприятия:

- дострел интервала перфорации в пределах вскрытого горизонта;
- приобщение пластов.



Основные работы по приобщение и дострелу пластов X месторождения произведены в 2013-2016 годах. Результаты проведения мероприятий по дострелу представлены в таблице 3.5, по приобщениям – в таблице 3.6.

Таблица 3.5 – Сводная таблица результатов дострелов

<b>2013 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество дострелов (скв.)	4	4	25	33
Общая эффективная мощность дострела, м	3,2	31,8	251	286
В среднем по одной скважине, м	0,8	7,95	10,04	8,67
Средний прирост дебита, тонн/сут	0	9,1	10,1	9,6
Прирост добычи, тонн	0	1547	12154	13801
<b>2014 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество дострелов (скв.)	2	10	26	38
Общая эффективная мощность дострела, м	7,2	8,4	152	167,6
В среднем по одной скважине, м	3,6	0,84	5,84	4,41
Средний прирост дебита, тонн/сут	0	6,85	0	6,85
Прирост добычи, тонн	0	6013	0	6013
<b>2015 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество дострелов (скв.)	2	0	7	9
Общая эффективная мощность дострела, м	1,2	0	4,6	5,8
В среднем по одной скважине, м	1,2	0	1,5	0,6
Средний прирост дебита, тонн/сут	4,4	0	0	4,8
Прирост добычи, тонн	1500	0	5000	6500
<b>2016 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество дострелов (скв.)	35	0	20	55
Общая эффективная мощность дострела, м	-	-	-	-
В среднем по одной скважине, м	-	-	-	-
Средний прирост дебита, тонн/сут	8,64	0	2,36	5,5
Прирост добычи, тонн	7973,9	0	729,5	8703,4

Наибольшее количество мероприятий по дострелу произведено в 2016 году – 55 операций. Но несмотря на это, прирост добычи в этом году (8703,4 тонн) оказался меньше, чем в 2013 году, когда количество дострелов составляло 33 операции, прирост добычи в этот год составил 13801 тонн. Отсюда можно

сделать вывод, что прирост добычи напрямую зависит не от количества проводимых операций, а от общей эффективной мощности дострела, в 2013 году этот показатель принимает максимальное значение и составляет 286 метров, и в этот же год наблюдается максимальный прирост. АС12 наиболее часто подвергался дострелам, что объясняется тем, что он является более значимым по запасам.

Таблица 3.6 – Сводная таблица результатов приобщений

<b>2013 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество приобщений (скв.)	16	14	20	50
Общая эффективная мощность приобщений, м	220,7	168,6	416,0	805,3
В среднем по одной скважине, м	13,79	12,04	20,80	16,11
Средний прирост дебита, тонн/сут	6,9	6,4	4,9	6,07
Прирост добычи, тонн	9292	6042	5309	20643
<b>2014 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество приобщений (скв.)	8	5	28	41
Общая эффективная мощность приобщений, м	78,2	86,9	593,0	758,1
В среднем по одной скважине, м	9,77	17,38	21,18	18,49
Средний прирост дебита, тонн/сут	4,0	6,7	0	5,35
Прирост добычи, тонн	6498	5698	0	12196
<b>2015 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество приобщений (скв.)	0	0	5	5
Общая эффективная мощность приобщений, м	-	-	0	0
В среднем по одной скважине, м	-	-	0	0
Средний прирост дебита, тонн/сут	0	0	0	0
Прирост добычи, тонн	0	0	0	0
<b>2016 год</b>				
Результаты	Пласты			
	АС10	АС11	АС12	Всего
Количество приобщений (скв.)	88	12	0	100
Общая эффективная мощность приобщений, м	-	-	-	819,1
В среднем по одной скважине, м	-	-	-	-
Средний прирост дебита, тонн/сут	10,5	9,4	0	9,9
Прирост добычи, тонн	21272,4	2901,3	0	24173,7

По данным из таблицы 3.6 можно сказать, что 2016 год являлся наиболее удачным для проведения приобщения. Количество операций приобщения в этот год составило 100 операций, а общий прирост добычи со всех пластов составил 24173,7 тонн.

В таблице 3.7 представлено сопоставление методов по результатам проведения операций.

Таблица 3.7 – Сравнение методов по результатам проведения операций

Мероприятие	Количество операций	Дополнительная добыча, т
Дострелы	135	33517,4
Приобщения	196	57012,7
Всего	331	90530,1

Распределение дополнительной добычи по годам в процентах от общей добычи по месторождению представлено на рисунке 3.2.

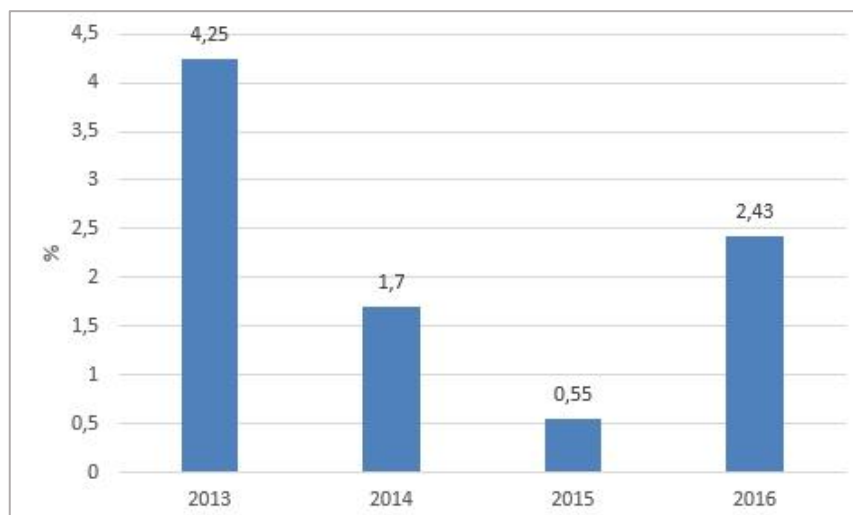


Рисунок 3.2 – Распределение дополнительной добычи по годам в процентах от общей добычи

В общем за весь период было проведено 331 перфорационных работ и суммарная дополнительная добыча в результате проведения данных операций составила 90530,1 тонн [19].

Проанализировав полученные данные, можно сделать вывод, что для Х месторождения ГРП является основным методом интенсификации, дополнительная добыча от его применения больше, чем от применения

повышения эффективности перфорации, однако, данный метод можно считать дополнительным средством интенсификации добычи.

### **3.2 Применение методов интенсификации на У месторождении**

#### **3.2.1 Общая геологическая характеристика У месторождения**

Месторождение У сложено породами палеозойского фундамента и мезокайнозойского осадочного чехла, который осложнен песчано-глинистыми отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Породы доюрского фундамента представлены диабазовыми порфиритами и трещиноватыми кристаллическими базальтами, относящимися по возрасту к палеозойской группе.

Отложения юрской системы, относящейся к мезозойской группе, разделяются на нижний, средний и верхний отделы. Нижний и средний отделы не расчленены.

Тюменская свита относится к нижнему отделу и представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Наблюдаются обильные включения растительных остатков и прослойки угля. Мощность данной свиты изменяется от 0 до 300 метров.

Верхнеюрские отложения представлены абалакской, васюганской и георгиевской свитами.

В основании разреза абалакской свиты залегает пласт черных аргиллитов, местами битуминозных с прослоями серого алевролита. Выше залегают чередующиеся песчаники, аргиллиты и алевролиты. В этой части разреза свиты прослеживается нефтеносный пласт ЮС1. Васюганская свита характеризуется слабобитуминозными аргиллитами. Георгиевская свита представлена аргиллитами битуминозными, почти черными, для нее характерны включения органических остатков.

Отложения баженовской свиты, которые относятся к волжскому ярусу, сложены плотными темно-серыми аргиллитами, встречаются также прослои глинистых известняков. В разрезе свиты присутствует продуктивный пласт ЮС0.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами, ее суммарная мощность достигает 2000 метров.

К нижнему отделу относится мегионская свита, которая представлена аргиллитами темно-серыми, часто алевритистыми, гидрослюдистыми. В основании разреза данной свиты выделяется ачимовская пачка, сложенная чередованием аркозовых песчаников светло-серых и серых с крупнозернистым алевролитом, с прослоями сидеритов. Для данной пачки характерно наличие продуктивных пластов сложного строения: БС22, БС19-21, БС18, БС16. В верхней части свиты также выделяются продуктивные пласты: БС14, БС12, БС11, БС10.

Мощность вартовской свиты составляет 250-310 метров, она подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита, в свою очередь, представлена нижней, средней и верхней пачками. Нижняя и средняя пачки сложены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Для нижней пачки характерно наличие продуктивных пластов БС7, БС8, БС9, а для средней – БС6, БС5, БС4, БС2-3, БС1. Верхняя пачка выделяется тем, что она сложена аргиллитами темно-серыми, иногда алевритистыми, изредка наблюдаются прослои буровато-желтого глинистого сидерита. Верхняя подсвита представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин и содержит следующие нефтеносные пласты: АС12, АС10-11, АС9, АС8, АС7, АС5-6, АС4.

Алымская свита относится к аптскому ярусу и сложена серыми и зеленовато-серыми аргиллитами с тонкими прослоями серых алевролитов. Мощность свиты изменяется от 80 до 140 метров.

Покурская свита разделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Свита сложена чередованием слабоуплотненных песков, песчаников, глин и алевролитов с преобладанием грубообломочных пород с редкими прослоями глинистых известняков.

Кузнецовская свита относится к верхнему отделу меловой системы и сложена серыми, темно-серыми однородными глинами, в верхней части свиты глины опесчанены.

Мощность березовской свиты изменяется в пределах от 60 до 170 метров и подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиту. Нижняя подсвита представлена опоками, которые местами переходят в опокovidные глины. Верхняя подсвита сложена серыми глинами.

Можно выделить также ганькинскую свиту, которая имеет мощность 70 метров и представлена глинами с встречающимися обломками известковой фауны.

Рассмотрим нефтегазоносность данного района.

Промышленные скопления нефти на У месторождении выделяются в пласте ЮС2, в отложениях валанжина – БС16, БС10, БС101, отложениях готерива – БС2, БС1, отложениях баррема – АС9, АС7-8, АС5-8, АС4. Общий этаж нефтеносности составляет 1000 м. Также признаки нефтеносности можно выделить в пласте БС16, относящемся к ачимовским отложениям.

Основным эксплуатационным объектом является залежь пласта БС10, которая охватывает значительную площадь. Данный пласт литологически неоднороден, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади. Данный пласт характеризуется высокой продуктивностью.

Характеристика пластов-коллекторов месторождения У приведена в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Характеристика пластов-коллекторов

Показатели	Пласты							
	АС4	АС5-6	АС7-8	АС9	БС1	БС2	БС101	БС10
Глубина залегания, м	1775	1807	1825-1837	1842-1853	1950-1975	1955-1975	2160-2170	2220
Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	300,3	875,7	49,2	38,0	202,6	36,1	164,3	850,7
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	4,3	5,6	6,3	4,8	3,7	4,9	3,1	10,2
Пористость, %	25,6	26,0	24,0	26,0	26,0	27,0	24,0	24,0

Продолжение таблицы 3.8

Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,507	0,532	0,162	0,309	0,248	0,363	0,219	0,265
Коэффициент нефтенасыщенности	0,290	0,630	0,540	0,670	0,640	0,660	0,670	0,680
Коэффициент песчанистости	0,295-0,507	0,524-0,655	0,535-0,567	0,466-0,488	0,454-0,600	0,545-0,653	0,336-0,608	0,403-0,563
Коэффициент расчлененности, %	1,6-2,14	5,7-9,5	5,6	4,1-4,6	1,6-2,7	3,98-4,3	2,0-2,4	5,0-9,7
Пластовое давление, МПа	18,8	18,8	18,8	19,0	20,5	20,5	22,9	23,1
Пластовая температура, °С	56	58	58	58	59	62	67	68

Что касается физико-химических свойств пластовых флюидов, нефть У месторождения значительно различается по пластам. Плотность нефти в поверхностных условиях при температуре 20 °С изменяется в пределах 0,73-1,03 г/см<sup>3</sup>, вязкость же изменяется в широком диапазоне 0,001-0,15 Па·с [20].

### **3.2.2 Оценка эффективности применяемых методов интенсификации на У месторождении**

Применение методов интенсификации притока на У месторождении рассмотрим на примере объекта АС7-8. Из его характеристики, приведенной в таблице 3.8, можно заключить, что он обладает низкими коллекторскими свойствами: пористость – 24%, нефтенасыщенность – 0,54, коэффициент песчанистости 0,54 – 0,65, проницаемость 0,106 – 0,162 мкм<sup>2</sup>, средняя нефтенасыщенная толщина составляет 6,3 метра.

На У месторождении за исследуемый период (2010-2013 года) проводились следующие работы по интенсификации притока: гидравлический разрыв пласта (ГРП), обработки призабойной зоны физико-химическими методами, перфорационные мероприятия. Результаты проведения данных мероприятий представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты применения методов интенсификации

Показатели	ОПЗ	ГРП	Повторная перфорация	Всего
Количество операций	3	10	2	15
Дополнительная добыча нефти, т	2011,6	14077,0	1113,1	17201,7
Удельная дополнительная добыча нефти, т/скв.-опер.	670,5	1407,7	556,6	2634,8
Прирост дебита жидкости, т/сут	3,3	4,7	-	8
Прирост дебита нефти, т/сут	1,6	1,9	-	3,5
Успешность работ, %	100	80	100	92
Средняя длительность эффекты, сут.	308	720	1333	787

Обработки призабойной зоны проводились как на добывающем фонде скважин, так и на нагнетательном. Для обработки использовались такие комбинированные ОПЗ, как СКО + ОПЗ растворитель, СКО + ПАВ. В этом случае поверхностно-активные вещества добавляются для улучшения отмывающих способностей кислот. В результате проведения данных операций на нагнетательных скважинах средняя кратность увеличения приемистости составила 1,7 раза.





Рисунок 3.3 – Распределение количества операций по методам интенсификации притока

Из рисунка 3.3 видно, что основной объем операций приходится на ГРП, количество ОПЗ и мероприятий по повторной перфорации примерно равны.

Рассмотрим распределение дополнительной добычи нефти и удельной дополнительной добычи нефти по приведенным методам.

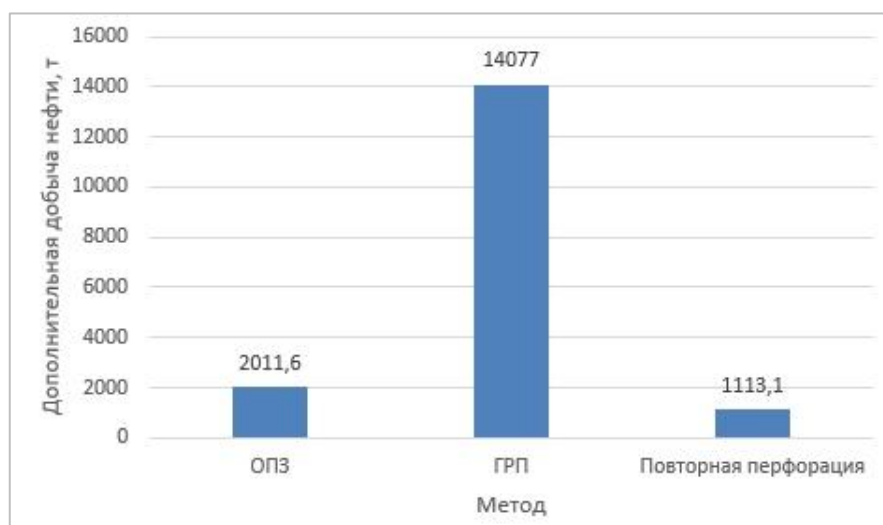


Рисунок 3.4 – Распределение дополнительно добытой нефти по методам интенсификации притока

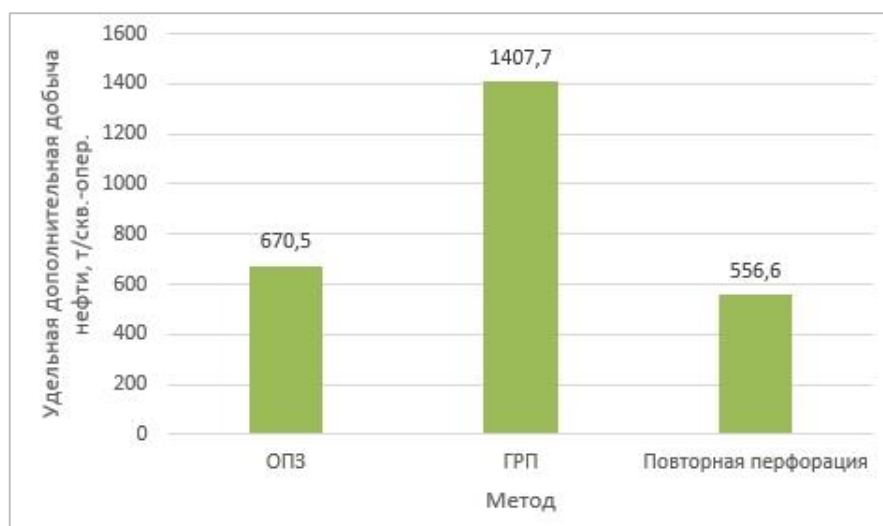


Рисунок 3.5 – Распределение удельной дополнительно добытой нефти по методам интенсификации притока

Из рисунка 3.4 видно, что основной объем дополнительно добытой нефти приходится на метод ГРП и составляет почти 82% от все дополнительно добытой за рассматриваемый период нефти, оставшаяся дополнительная добыча между двумя другими методами распределяется следующим образом: на ОПЗ приходится 11,7% дополнительной добычи нефти, на повторную перфорацию приходится 6,3%.

Для ГРП также характерно наибольшее значение удельной дополнительной добычи нефти (рисунок 3.5), то есть дополнительная добыча за одну операцию ГРП в среднем в 2 раза больше, чем дополнительная добыча за одну проведенную операцию ОПЗ или повторной перфорации.

На рисунке 3.6 представлено сопоставление приростов дебита нефти и жидкости между методами ОПЗ и ГРП.

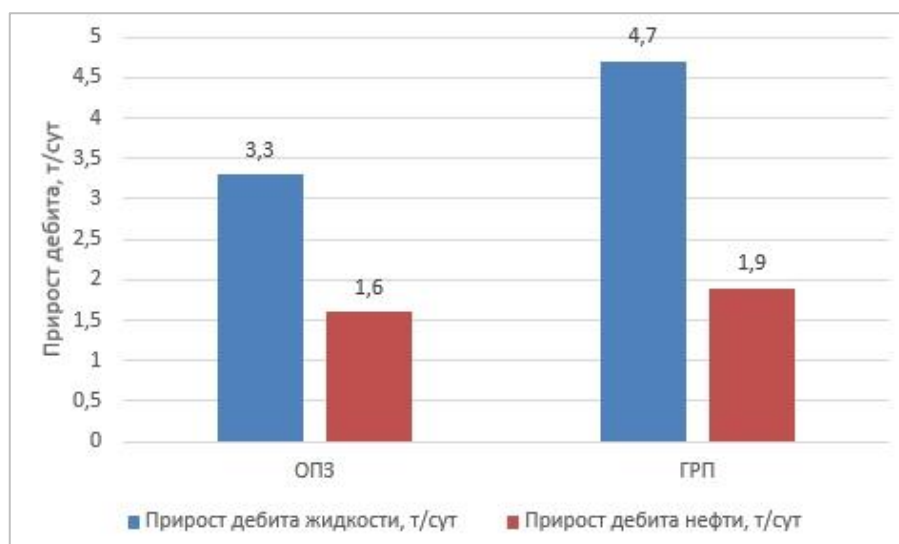


Рисунок 3.6 – Сопоставление приростов дебита жидкости и дебита нефти

Из рисунка 3.6 видно, что при использовании ГРП наблюдается более высокие значения прироста дебитов.

Рассмотрим распределение методов по успешности проведения работ.

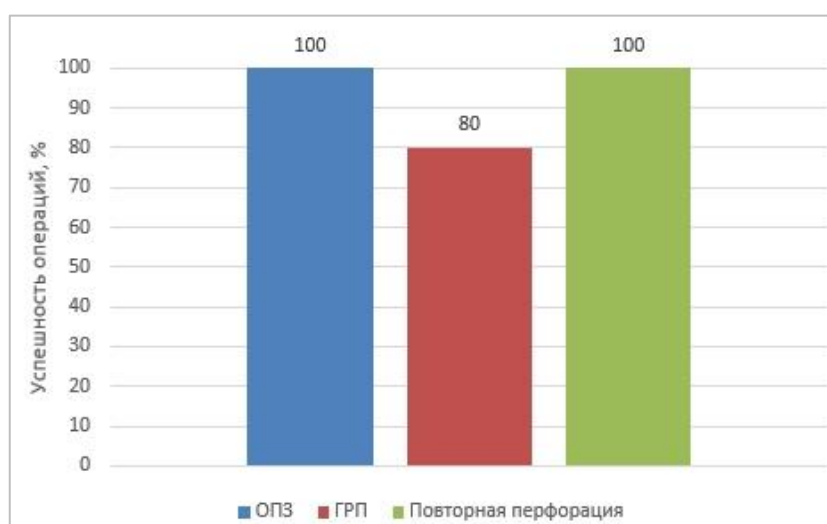


Рисунок 3.7 – Распределение методов по успешности проведения операций

Из рисунка 3.7 видно, что и операции ОПЗ, и операции повторной перфорации характеризуются 100%-ым успехом, тогда как для ГРП успешность составляет 80%. Такая ситуация может связана с тем, что сама технология проведения гидроразрыва пласта является более сложной и требует учета большего количества параметров, связанных с геологическими особенностями разрабатываемого объекта [21].

Проанализировав полученные данные, можно сделать вывод, что для У месторождения гидроразрыв пласта является наиболее эффективным методом

интенсификации, за рассматриваемый период количество проведенных операций данного метода значительно больше в сравнении с другими методами, а дополнительная добыча нефти от его использования составляет 80% от всей дополнительно добытой нефти за рассматриваемый период.

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Ермохиной Дарье Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды (30%)

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Составление сметы затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка эффективности проводимых работ

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. Календарный план график проведения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Ермохина Дарья Алексеевна		

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

В настоящее время в разработку нефтяных и газовых месторождений широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабоденируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам.

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Практика применения гидравлического разрыва широко применяется как в отечественной, так и в зарубежной практике. На месторождениях Западной Сибири метод ГРП является самым распространенным способом при разработке низкопроницаемых коллекторов. Под гидравлическим разрывом пласта подразумевается процесс воздействия давления жидкости на породу с целью ее разрушения. В результате образуются новые искусственные трещины и расширяются естественные. За счет увеличения площади дренажа скважины происходит повышение дебита скважины.

В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо денируемых зон и пропластков.

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проводимых работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов работ**

Целевым рынком для гидравлического разрыва пласта является нефтегазовый рынок. А потенциальными потребителями являются нефтедобывающие компании, которые заинтересованы в решении следующих задач благодаря методу ГРП:

- 1) повышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;

2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;

3) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и т.д.

#### 4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта и применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

В таблице 4.1 представлена матрица SWOT.

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны:</b> С1. Технология ГРП позволяет вернуть в эксплуатацию простаивающие скважины; С2. Высокая рентабельность; С3. Дешевая рабочая жидкость	<b>Слабые стороны:</b> Сл1. Большие изначальные вложения; Сл2. Индивидуальность применения к условиям определенного объекта; Сл3. Риск возникновения неуправляемого фонтанирования и загрязнения окружающей среды
<b>Возможности:</b> В1. Появление дополнительного спроса на новый продукт; В2. Совершенствование и увеличение данной методики; В3. Укрепление положения на рынке	1. Увеличение эффективного радиуса скважины; 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии и ее комбинирования с другими методами интенсификации; 3. Улучшение качества жидкости и соответствие ее химических свойств с материалом пласта	1. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов; 2. Поиск заинтересованных лиц; 3. Контроль за процессом проведения ГРП путем регулирования основных параметров пласта или проведением преждевременных мероприятий, направленных на выделение необходимого интервала

Продолжение таблицы 4.1

<b>Угрозы:</b>		
<p>У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ;</p> <p>У2. Развивающаяся конкуренция применения методов повышения интенсификации притока скважин;</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>1. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве;</p> <p>2. Увеличение конечной нефтеотдачи;</p> <p>3. В силу того, что в данной разработке используется более новая информация наряду со старой, то это может повысить спрос и конкуренцию разработки</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров.</p> <p>2. Копирование методов конкурентными компаниями</p> <p>3. Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения сертификации</p>

Исходя из представленной информации можно сказать, что технология ГРП является вполне эффективной и рентабельной, но ее применение может быть ограничено геологическими условиями объекта. У данной технологии есть перспективы ее усовершенствования, заключающиеся в изменении и улучшении качества рабочих жидкостей и комбинирование технологии с другими методами интенсификации. Влияние слабых сторон можно минимизировать за счет ведения постоянного контроля за процессом ГРП. Для того чтобы повысить конкурентоспособность ГРП по сравнению с другими методами интенсификации притока необходимо постоянно совершенствовать данную технологию в экономическом и технологическом планах.

## 4.2 Планирование проводимых работ

### 4.2.1 Структура проводимых работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры проводимых работ;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения работ.



Порядок составления этапов и работ, а также исполнителей, представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Исследование скважины на ее поглотительную способность	1	Мероприятия по определению устойчивости скважины к давлению, а также другие параметры (опрессовка)	Геофизик
Предварительная очистка скважины с помощью кислотной обработки	2	Доставка химреагента к скважине	Машинист
	3	Проведение кислотной обработки	Оператор по химическим обработкам скважин
	4	Контроль за проведением операции очистки	Полевой супервайзер
Спуск в скважину труб для подачи жидкости в забой	5	Обвязка грузов или специальных вспомогательных приспособлений для производства погрузочно-разгрузочных работ совместно с грузоподъемным механизмом	Стропальщик
Проведение гидравлического разрыва пласта	6	Закачка жидкости разрыва в пласт с целью образования искусственных и раскрытия естественных трещин	Оператор ГРП
	7	Закачка жидкости–песконосителя для удержания трещин открытыми	
	8	Закачка продавочной жидкости для попадания удерживающей жидкости в трещину	
	9	Контроль за добычей	Мастер ЦДНГ
Промывка скважины после гидравлического разрыва и освоение	10	Проведение кислотной обработки	Оператор по химическим обработкам скважин

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников проводимых работ.

Трудоемкость выполнения работ оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5} \quad (2)$$

где  $t_{ож\ i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{min\ i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max\ i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i} \quad (3)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчетов представлены в таблице 4.3.

#### 4.2.3 Разработка графика проведения работ

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (4)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (5)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

В 2020 году 366 календарных дней, количество выходных и праздничных дней вместе в данном году – 118.

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48$$

Данные о временных показателях проведения научного исследования занесены в таблицу 4.3.








Таблица 4.3 – Временные показатели проведения работ

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\min}$ , чел-дни	$t_{\max}$ , чел-дни	$t_{\text{ож}}$ , чел-дни			
Исследование скважины	3,0	5,1	3,84	Геофизик	3,84	5,68
Предварительная очистка скважины	1,1	1,8	1,38	Машинист	1,38	2,04
	1,3	2,9	1,94	Оператор по химическим обработкам скважин	1,94	2,87
	2,2	2,5	2,32	Супервайзер	2,32	3,43
Спуск труб	0,6	1,8	1,08	Стропальщик	1,08	1,6
ГРП	0,7	1,2	0,9	Оператор ГРП	0,9	1,3
	0,9	1,5	1,14		1,14	1,69
	0,3	0,6	0,42		0,42	0,62
	1,9	3,3	2,46	Мастер ЦДНГ	2,46	3,64
Промывка скважины	1,1	2,0	1,46	Оператор по химическим обработкам скважин	1,46	2,16

На основе составленной таблицы строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ по проведению ГРП на основе таблицы 4.4 с разбивкой по месяцам и декадам.

Таблица 4.4 – Календарный план-график проведения этапов ГРП

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , кал.дн.	Продолжительность выполнения работ		
				месяц		
				1-я декада	2-я декада	3-я декада
1	Исследование скважины	Геофизик	5,68			
2	Предварительная очистка скважины	Машинист	2,04			
		Оператор по химическим обработкам скважин	2,87			
		Супервайзер	3,43			
3	Спуск труб	Стропальщик	1,6			
4	Проведение ГРП	Оператор ГРП	3,61			
		Мастер ЦДНГ	3,64			
		Оператор по химическим обработкам скважин	2,16			

-  – Геофизик
-  – Машинист
-  – Оператор по химическим обработкам скважин
-  – Супервайзер
-  – Стропальщик
-  – Оператор ГРП
-  – Мастер ЦДНГ

### 4.3 Бюджет проводимых работ

При планировании бюджета проводимых работ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета проводимых работ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты проводимых работ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;

- основная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

#### 4.3.1 Расчет материальных затрат проводимых работ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (6)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м,  $m^2$  и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./ $m^2$  и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Для данного случая примем  $k_T = 0,15$ .

Материальные затраты на материалы и сырье, необходимые для проведения одной операции ГРП, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на комплект ( $Z_m$ ), руб
Полотенца	шт.	30	500	17250
Средства гигиены	шт.	30	300	10350

Продолжение таблицы 4.5

ГСМ для насоса	л	40	49	2254
ГСМ для цистерны	л	60	49	3381
Ингибитор солеотложения	ед.	9	10000	103500
Ингибитор для разбухания глин	ед.	9	16000	165600
Ингибитор по борьбе с водоприток	ед.	18	8000	165600
Ингибитор по борьбе с АСПО	ед.	65	9500	710125
ГСМ для УАЗ	л	65	49	3663
ПАВ	ед.	120	4000	552000
Итого			48447	1733723

Спецодежда относится к основным средствам и приобретается на определенный период. Для проведения работ необходимо 7 комплектов спецодежды, цена за единицу составляет 11085 рублей, тогда затраты на весь комплект составят 89234 рублей. Рассчитаем амортизацию за время использования спецодежды. Срок службы спецодежды для климатических условий данного региона составляет 1,5 года. Срок эксплуатации примем равным одной смене (12 часов). Тогда амортизационные отчисления для спецодежды составят 82,62 рубля.

Для того чтобы осуществить процесс ГРП, необходимо потратить 1 733 805,62 рублей на покупку материалов, с учетом транспортно-заготовительных расходов, основных и вспомогательных материалов.

#### **4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проводимых работ**

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены.

Рассчитаем амортизацию за время использования оборудования, для этого воспользуемся линейным методом.

$$A = \frac{C_{перв}}{n_э} \quad (7)$$

где  $C_{перв}$  – первоначальная стоимость;

$n_э$  – срок полезного использования в месяцах.

Срок пользования НКТ, ГНКТ, хвостовика – 2 года; у а/м УАЗ ПАТРИОТ и крана – 5 лет, насосов – 4 года, цистерна – 5 лет, смешивающего агрегата – 5 лет. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным одной смене (12 часов).

Расчет затрат по данной статье представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для проводимых работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб	Амортизационные отчисления руб./12 ч
1.	УАЗ	1	440000	506000	140,6
2.	Цистерна	1	350000	402500	111,8
3.	Насос	4	650000	2990000	1038,2
4.	Смешивающий агрегат	1	500000	575000	159,7
5.	Кран	1	400000	460000	127,8
6.	ГНКТ	1	25000	28750	19,9
7.	НКТ	20	15000	345000	239,6
8.	Хвостовик	1	560000	644000	447,2
Итого		30	2940000	5951250	2284,8

Сумма амортизации всей техники за одну смену (12 часов) составит 2284,8 рублей.

#### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей работ

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных

производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле (8):

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (8)$$

где  $З_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $З_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от  $З_{\text{тс}}$ );

$k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле (9):

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \quad (9)$$

где  $З_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 рабочих дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 рабочих дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней (в 2020 году количество рабочих дней – 248).

Основная заработная плата ( $З_{\text{осн}}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} \quad (10)$$

где  $З_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;



$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зн} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (11)$$

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (12)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы.

Результаты расчетов представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$k_t$	$Z_{тс},$ руб.	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m, \text{руб.}$	$Z_{дн},$ руб.	$T_p,$ раб. дн.	$Z_{осн},$ руб.	$Z_{зн}, \text{руб.}$
Геофизик	1,00	26840	0,3	0,5	1,3	62805,6	2747,73	3,84	10551,29	12133,99
Машинист	1,00	17430	0,3	0,4	1,3	38520,3	1685,25	1,38	2325,65	2674,50
Оператор по химическим обработкам скважин	1,25	28440	0,3	0,5	1,3	66549,6	2911,5	3,4	9899,21	11384,09
Оператор ГРП	1,25	29160	0,3	0,5	1,3	68234,4	2985,24	2,46	7343,70	8445,25
Супервайзер	1,50	42760	0,3	0,5	1,3	100058	4377,5	2,32	10155,88	11679,27
Стропальщик	1,25	18540	0,3	0,5	1,3	43383,6	1898,02	1,08	2049,87	2357,35
Мастер ЦДНГ	1,50	41050	0,3	0,5	1,3	96057	4202,4	2,46	10338,09	11888,80
Итого										60563,24

В результате проведения одной операции ГРП персоналу потребуется выплатить 60563,24 рублей.

#### 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам

государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) \quad (13)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Общая ставка взносов в 2020 году составляет 30% (ст. 425, 426 НК РФ):

- 22 % – на пенсионное страхование;
- 5,1 % – на медицинское страхование;
- 2,9 % – на социальное страхование.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	Заработная плата за выполненный вид работ, руб.	Страховые отчисления, руб.
Геофизик	12133,99	3640,19
Машинист	2674,50	802,35
Оператор по химическим обработкам скважин	11384,09	3415,22
Оператор ГРП	8445,25	2533,57
Супервайзер	11679,27	3503,77
Стропальщик	2357,35	707,2
Мастер ЦДНГ	11888,80	3566,64
Итого	60563,24	18168,97

Общая сумма отчислений во внебюджетные фонды с заработной платы за выполненную работу по проведению одной операции ГРП составит 18168,97 рублей.

#### 4.3.5 Контрагентные расходы

Контрагентные расходы включают затраты, связанные с выполнением каких-либо работ по теме сторонними организациями (контрагентами, субподрядчиками), т.е.:

1) Работы и услуги производственного характера, выполняемые сторонними предприятиями и организациями. К работам и услугам производственного характера относятся:

- выполнение отдельных операций по изготовлению продукции, обработке сырья и материалов;
- проведение испытаний для определения качества сырья и материалов;
- контроль за соблюдением установленных регламентов технологических и производственных процессов;
- ремонт основных производственных средств;
- поверка и аттестация измерительных приборов и оборудования, другие работы (услуги) в области метрологии и прочее;
- транспортные услуги сторонних организаций по перевозкам грузов внутри организации (перемещение сырья, материалов, инструментов, деталей, заготовок, других видов грузов с базисного (центрального) склада в цехи (отделения) и доставка готовой продукции на склады хранения, до станции (порта, пристани) отправления).

2) Работы, выполняемые другими учреждениями, предприятиями и организациями (в т.ч. находящимися на самостоятельном балансе опытными (экспериментальными) предприятиями по контрагентским (соисполнительским) договорам на создание научно-технической продукции, головным (генеральным) исполнителем которых является данная научная организация). Расчет величины этой группы расходов зависит от планируемого объема работ и определяется из условий договоров с контрагентами или субподрядчиками. В таблице 4.9 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения ГРП.

Таблица 4.9 – Услуги, предоставляемые сторонними компаниями

Предоставляемая услуга	Тариф, руб.	Затраченное время, дни	Стоимость работы, руб.
Гидродинамические исследования скважины	40000	6	240000
Хранение реагентов	25000	5	125000
Итого			365000

#### 4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1:n) \cdot k_{\text{нр}} \quad (14)$$

где n – количество учитываемых статей;

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Примем величину данного коэффициента за 16%.

Тогда накладные расходы в данном случае составят 77910,24 рублей.

#### 4.3.7 Формирование бюджета затрат на проведение работ

Рассчитанная величина затрат проводимых работ является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 4.10 – Расчет бюджета затрат проводимых работ

Затраты	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты проводимых работ	1733805,62	4.3.1
2. Затраты на специальное оборудование	2284,8	4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	60653,24	4.3.3

Продолжение таблицы 4.10

4. Отчисления во внебюджетные фонды	18168,97	4.3.4
5. Контрагентные расходы	365000	4.3.5
6. Накладные расходы	77910,24	4.3.6
7. Бюджет затрат проводимых работ	2257822,87	

Гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока нефти, у данной технологии есть множество модификаций, а соответственно, и перспектив для дальнейшего развития и усовершенствования. Однако, процесс проведения ГРП является достаточно трудоемким и затратным. Он может длиться от нескольких дней, до нескольких недель, а на его реализацию, с учетом всех перечисленных статей расходов, необходимо потратить около 2 257 822,87 рублей.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Ермохиной Дарье Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Анализ эффективности методов интенсификации притока жидкости к скважинам на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования являются наиболее распространенные методы интенсификации притока, характерные для геологических условий месторождений Западной Сибири. Область применения: разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Федеральный закон "О персональных данных" N 152-ФЗ</li> <li>- ГОСТ Р ИСО 6385-2007</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне;</li> <li>- Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;</li> <li>- Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>- Токсическое и раздражающее воздействие химических веществ на организм человека;</li> <li>- Подвижные части производственного оборудования;</li> <li>- Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>- Сосуды и аппараты под давлением;</li> <li>- Электроопасность;</li> <li>- Пожароопасность</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выброс в атмосферу вредных примесей;</li> <li>- Выброс нефтепродуктов и отработанных растворов, шлама и остаточных вод в водоемы;</li> </ul>

	- Загрязнение почвы рабочими жидкостями, нанесение ущерба техническими средствами
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы;</li> <li>- техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС: возникновение пожара</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Ермохина Дарья Алексеевна		

## **5 Социальная ответственность**

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства**

Для оператора по добыче нефти, газа и конденсата рабочая смена не должна превышать 12 часов. Поскольку необходимо обеспечивать непрерывный контроль за работой оборудования, работа на промысле организуется в две смены. К работе не допускаются женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Наиболее распространенными видами персональной информации являются паспортные данные, место жительства, мобильный телефон и адрес электронной почты. В Российской Федерации обработка персональных данных (требования к обеспечению её безопасности, т.е. защита) работника



регулируется государством в соответствии с Федеральным законом "О персональных данных" N 152-ФЗ [22].

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2007 [23]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно.

## **5.2 Производственная безопасность**

Все неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 подразделяют на вредные и опасные.

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства и несоблюдении определенных профилактических мероприятий возможно вредное воздействие на человека нефтяных паров, газов и других веществ, применяемых или сопутствующих производственному процессу. Многие технологические процессы в нефтяной и газовой промышленности осуществляются с применением токсичных веществ и образованием пыли. Рабочая зона работника, занимающегося рассматриваемыми в работе методами интенсификации притока скважин, должна быть устроена таким образом, чтобы воздействия вредных и опасных факторов не было, либо имело место быть в допустимых масштабах. В таблице 5.1 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов интенсификации притока к скважинам.

**Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта и соляно-кислотной обработки скважин**

<b>Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)</b>	<b>Этапы работ</b>			<b>Нормативные документы</b>
	<b>Разрабо тка</b>	<b>Изготов ление</b>	<b>Эксплуа тация</b>	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне			+	1. ГОСТ 12.1.005-88 [24] 2. ГОСТ 12.01.003-83 [25] 3. ГОСТ 24346-80 [26] 4. ВСН34-82 [27] 5. ГОСТ 12.4.011-89 [28] 6. ГОСТ 12.2.003-91 [29] 7. ГОСТ 12.2.062-81 [30] 8. ГОСТ 12.1.004-91 [31]
2. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте	+	+	+	
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
4. Токсическое и раздражающее воздействие химических веществ на организм человека		+	+	
5. Подвижные части производственного оборудования			+	
6. Движущиеся машины и механизмы			+	
7. Сосуды и аппараты под давлением			+	
8. Электроопасность	+	+	+	
9. Пожароопасность	+	+	+	

### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов**

Рабочее место при проведении методов интенсификации притока располагается вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование, большое количество транспортных средств, реагенты, а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве. Таким образом, в процессе проведения работ на рабочего действует большое количество вредных факторов.

#### **5.2.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха**

Производственная пыль является одним из широко распространенных вредных факторов, негативно сказывающихся на здоровье работающих. Многие

вещества, попадая в организм, приводят к острым и хроническим отравлениям. Интенсивность воздействия пыли зависит от такого параметра, как биологическая активность. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ).

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые устанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [24]. В таблице 5.2 приведены ПДК для составов пыли, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта.

Таблица 5.2 – ПДК веществ для некоторых видов пыли

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO <sub>2</sub>	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO <sub>2</sub>	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Чтобы предупредить отравление организма человека при превышении допустимого уровня содержания вредных веществ в воздухе, необходимо вести постоянный контроль за воздушной средой, применять средства защиты органов дыхания (респираторы, противогазы) и по возможности ограничивать использование токсичных веществ в технологических процессах.

#### 5.2.1.2 Повышенный уровень шума и вибраций

Работа операторов по гидроразрыву пласта и операторов по химическим обработкам скважин связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать

санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [25], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [26]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами, а также средствами коллективной защиты – автоматическими приспособлениями для снижения уровня шума и вибраций.

### **5.2.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [27]

<b>Прожектор</b>	<b>Лампа</b>	<b>Макс. сила света, ккд</b>
ПЗС – 45	Г220 – 1000	130
	ДРЛ – 700	30
ПЗС – 35	Г220 – 500	50

В условиях, когда общая освещенность отсутствует, выполнение работ невозможно без индивидуальных головных или ручных светильников местного освещения.

#### **5.2.1.4 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ**

Операторы по гидроразрыву пласта и операторы по химическим обработкам скважин в процессе проведения работ по интенсификации притока подвергаются негативному влиянию со стороны выделяющихся легких фракций нефти и попутных газов в атмосферу. Отравление парами нефти и продуктами ее переработки сопровождается головокружением, удушением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания. Опасность представляют и другие вещества, выделяющиеся в процессе проведения работ в атмосферу. Так, например, токсичен оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны  $20 \text{ мг/м}^3$ , а на месторождении –  $8 \text{ мг/м}^3$ . Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО  $1860 \text{ мг/м}^3$ .

Для предотвращения негативного влияния токсичных веществ на организм работника необходимо вести контроль за воздушной средой и применять соответствующие средства индивидуальной защиты: респираторы, противогазы.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов**

#### **5.2.2.1 Подвижные части производственного оборудования**

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., что может привести к потере трудоспособности. Подвижными деталями оборудования являются, например, приводы станков-качалок, редукторы, которые необходимо затормозить перед проведением работ.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением, для этого могут быть осуществлены следующие мероприятия: установка защитных устройств, окраска

элементов определенным образом, нанесение предупреждающих знаков, установка предохранительных и блокирующих устройств. Также необходимо проверять исправность подвижных элементов оборудования перед использованием.

Например, перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке, чтобы проверить герметичность оборудования.

#### **5.2.2.2 Движущиеся машины и механизмы**

Проведение работ по интенсификации притока сопровождается использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на рабочей площадке может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов.

Необходимые для осуществления операций, по технике безопасности устанавливают на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 метра, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Работники, не связанные с непосредственной работой агрегатов, должны покинуть зону проведения работ, только после этого производится пуск технологических установок. Все используемые транспортные средства и агрегаты должны быть оборудованы ограничителями хода и тормозными устройствами.

#### **5.2.2.3 Сосуды и аппараты под высоким давлением**

Операторы по гидроразрыву и операторы по химическим обработкам пласта работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (более 21 МПа). Так, процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. Опасность

могут представлять, например, агрегаты кислотной обработки скважин и цементируемые агрегаты, оборудованные насосами высоких давления и используемые для закачки рабочих жидкостей в пласт.

В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением. Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

#### **5.2.2.4 Пожароопасность**

Нефть, газ и продукты их переработки – легковоспламеняющиеся вещества. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [31], объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара. Все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) всегда должны быть готовы к использованию. Также необходимо проводить инструктажи по пожарной безопасности, ознакомление с противопожарными инструкциями и планами и эвакуаций.

С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы

производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается.

В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах.

#### **5.2.2.5 Электроопасность**

Оборудование, находящееся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока, поэтому всегда существует вероятность поражения рабочего током.

Для предотвращения подобных ситуаций, все электроустановки должны быть заземлены, укомплектованы средствами защиты и пожаротушения и проходить периодический осмотр. К тому же, работники должны быть обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты, которые включают в себя резиновые рукавицы и обувь, диэлектрические коврики, пластиковые каски и очки, термостойкие костюмы.

При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Защита селитебной зоны**

В процессе работы нефтяных промыслов в атмосферу выделяется значительное количество токсичных веществ: продукты сгорания двигателей, работающих на топливе, продукты сгорания газа на факелах, пары химических реагентов и нефтяных продуктов, пыль, поднимая в воздух при работе оборудования. Все это негативно сказывается на организме человека, поэтому



необходимы санитарно-защитные зоны (СЗЗ) – это территории, опоясывающие промышленные предприятия и служащие для защиты селитебных частей города. При проектировании санитарно-защитной зоны учитываются размеры зоны загрязнения промышленных предприятий и разрывы от источников производственных выбросов в атмосферу. Существует ряд правил, определяющий обязательные гигиенические требования к предприятиям, обозначенные в СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий [32].

### **5.3.2 Защита атмосферы**

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), углеводороды и их производные, и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы. Помимо этого, на промысле при проведении различных работ используется оборудование, основанное на сжигании топлива, что также сопровождается выделением вредных компонентов в окружающую среду.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух на месторождениях достигается: полной герметизацией технологического оборудования; защитой оборудования от коррозии; оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное; откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости; испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность. Существует также такой параметр, как предельно допустимый выброс вредных веществ, который контролируется на промыслах.

### 5.3.3 Защита гидросферы

Основными загрязнителями природной среды, а в частности водоемов, при проведении работ по интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Чтобы предотвратить выбросы нефтепродуктов в близлежащие водохранилища, при разработке месторождений нефти и различных технологических операциях прямые сбросы неочищенных сточных вод не предусматриваются. Так, например, буровые растворы, уже побывавшие в употреблении, вновь используются в производственных нуждах, а сточные воды закачиваются в нагнетательные скважины, либо подвергаются очистке от вредных примесей посредством различных фильтров.

### 5.3.4 Защита литосферы

Окружающая среда при проведении работ по интенсификации притока может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса. Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования. Все это приводит к изменениям физико-химических свойств почв, а также к проникновению через грунты в подземные воды вредных компонентов, что значительно затруднит восстановление почвенных структур. В таблице 5.4 представлены предельно допустимые концентрации для вредных химических веществ в почве.

Таблица 5.4 – ПДК вредных химических веществ в почве [33]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный

Продолжение таблицы 5.4

Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этиленбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при проведении работ проводятся некоторые мероприятия. Так, сливать остатки рабочих жидкостей на землю запрещается, поэтому их сливают в специальные емкости. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна. Если при работах использовались радиоактивные вещества, остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации, которые можно разделить на ЧС природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы, и ЧС техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее вероятным ЧС на нефтяных промыслах является возникновение пожаров, которые могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Чтобы не допустить пожароопасных ситуаций между отдельными промышленными объектами должны выдерживаться определенные дистанции: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м. Помимо

этого, необходимо проводить повышение надежности технологического оборудования, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок и устраивать инструктажи по пожарной безопасности на предприятии.

Руководитель предприятия, сотрудники и обслуживающий персонал в случае возникновения пожара или его признаков (дыма, запаха горения или тления различных материалов и т. п.) обязаны немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану. Прибывшие к месту пожара сотрудники обязаны:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану;
- принять немедленные меры по организации эвакуации людей;
- проверить включение в работу (или привести в действие) автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);
- при необходимости отключить электро- и газоснабжение (за исключением систем противопожарной защиты), остановить работу транспортирующих устройств, агрегатов, аппаратов, перекрыть сырьевые, газовые, паровые и водяные коммуникации, выполнить другие мероприятия, способствующие предотвращению распространения пожара и задымления;
- прекратить все работы (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;
- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

После ликвидации пожара директор предприятия создает комиссию для определения объема восстановительно-ремонтных работ, возможности использования технологического оборудования, коммуникаций, а также оформления установленной документации и разрешения на пуск производства. В комиссию включается представитель пожарной охраны [34].

### **Вывод**

Нефтяная промышленность характеризуется наличием большого количества опасных и вредных факторов, их негативное влияние на организм рабочих можно оценить по результатам мониторинга здоровья. К тому же, предприятия нефтяной промышленности относятся к зонам повышенного риска возникновения чрезвычайных ситуаций. Нефть является горючим и легковоспламеняемым сырьем. Нарушение техники безопасности или непредвиденные обстоятельства часто становятся причиной возгорания. Также нефтяная промышленность наносит большой вред экологии за счет использования большого количества токсичных химических веществ, а также токсичности продуктов переработки и горения нефтепродуктов, неправильной их утилизации.

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с интенсификацией притока, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

## **Заключение**

В данной работе были рассмотрены наиболее характерные для Западной Сибири методы интенсификации притока, к которым относятся кислотные обработки призабойной зоны, включающие в себя соляно-кислотные обработки, глино-кислотные обработки, пенокислотные обработки, и гидравлический разрыв пласта. Также был осуществлен анализ эффективности воздействия наиболее распространенных методов.

X месторождение отличается сложным геологическим строением, является многопластовым и низкопродуктивным. Коллекторы продуктивных пластов данного месторождения характеризуются низкой проницаемостью и низкой песчанистостью, но повышенными значениями глинистости и высокой расчлененностью. Такие геологические условия предполагают использование технологий ГРП, а повышенная глинистость также предполагает использование смеси соляной и плавиковой кислот при обработке призабойной зоны. В результате проведения ГРП общая дополнительная добыча за весь представленный период составила 2369,4 тысяч тонн. Также на X месторождении проводились работы по вторичной перфорации скважин, включающие в себя дострел интервала перфорации и приобщение пластов суммарная дополнительная добыча в результате составила 90530,1 тонн. Проводились также обработки ПЗС в нагнетательных скважинах раствором соляной и плавиковой кислот с целью восстановления и увеличения их приемистости, в результате приемистость скважин увеличилась в среднем в 1,5-10 раз.

Применение методов интенсификации притока на Y месторождении рассматривалось на примере объекта АС7-8, который характеризуется довольно низкими коллекторскими свойствами и малой нефтенасыщенной толщиной. Операции по ОПЗ на данном объекте проводились как на фонде добывающих, так и на фонде нагнетательных скважин. В результате этого дополнительная добыча составила 2011,6 тонн, в качестве рабочих растворов использовались комбинации СКО + ОПЗ растворитель, СКО + ПАВ, а приемистость

нагнетательных скважин увеличилась в среднем в 1,7 раз. В результате проведения ГРП за весь рассмотренный период было дополнительно добыто 14077 тонн нефти. Также проводились работы по повторной перфорации, объем дополнительной добычи нефти для данного метода составил 1113,1. Стоит также отметить, что операций ГРП было проведено значительно больше в сравнении с количеством работ по другим методам, это может быть связано с тем, что гидроразрыв пласта уже зарекомендовал себя как эффективный метод интенсификации притока.

Из всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что для месторождений Западной Сибири гидроразрыв пласта является одним из наиболее распространенных методов, так как обладает сравнительно высокой эффективностью и подходит геологическим условиям месторождений. Но также остается важным применение кислотных обработок призабойных зон скважин, позволяющих восстановить коллекторские свойства продуктивных пластов, увеличить приемистость нагнетательных и, как следствие, увеличить дебит соседних добывающих скважин. Таким образом, наибольший эффект от воздействия может быть достигнут за счет применения методов интенсификации в комплексе и взаимодействии друг с другом.

## Список использованных источников

1. Гайдукова Т.А. Нефтегазоносные провинции и области России: учебное пособие / Гайдукова Т.А. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 г. – 113 с.
2. Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. – М.: ЗАО «Геоинформмарк», 2000. – 364 с.
3. Геология и нефтегазоносность Западной Сибири [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.sniiggims.ru/SitePages/history/sibgeology.aspx> (дата обращения: 26.04.2020)
4. Хисамиев Т.Р. Комплексная технология повышения продуктивности пластов в заглинизированных коллекторах: Диссертация кандидата технических наук: 25.00.17 / Хисамиев Тимур Радикович. - Уфа, 2012. - 143 с.
5. Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/Тюмень, 2015 г. – 186 с.
6. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб. пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 565.: ил.
7. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири/Алтунина Л.К. Томск: Изд-во ТПУ, 2006 г. – 166 с.
8. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Шевчук Т.Н., Рощин П.В. Кислотная обработка призабойной зоны пласта бажендовской свиты после проведения гидроразрыва пласта. Нефтяное хозяйство. 2018. № 4. С. 70-73.
9. Липчинский К.Н. Физико-химические основы создания модифицированных кислотных растворов и их фильтрация в терригенных породах (пласт ЮС2): Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / К.Н. Липчинский. - Тюмень: 2010. - 172 с.
10. Подопрigора Д.Г. Обоснование технологии кислотного освоения высокотемпературных низкопроницаемых терригенных коллекторов с



повышенной карбонатностью: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Д. Г. Подопригора. - СПб., 2016. - 123 с.

11. Петрушин Е. О., Арутюнян А. С. Обработка призабойной зоны пласта с целью увеличения производительности скважин на Талаканском месторождении // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2019. - №3. – с 61-76. – URL <https://elibrary.ru/item.asp?id=41246880> (дата обращения: 26.03.2020).

12. Шлеин Г. А., Глущенко А. А. Сущность и этапы процесса гидроразрыва пласта // Молодой ученый. — 2019. — №2. — с. 40-42. — URL <https://moluch.ru/archive/240/55465/> (дата обращения: 26.03.2020).

13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.

14. Никитин А.Н. Определение геометрии трещин гидравлического разрыва пласта на месторождениях нефти Западной Сибири с использованием геофизических исследований: дис. ... к. т. н. - Уфа, 2014. - 177 с.

15. Сизова Е.М. Классификация методов ГРП/ Геология – 2017. - №3 - с.3-5

16. Гидравлический разрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения / В. И. Некрасов, А. В. Глебов, Р. Г. Ширгазин, В. В. Варушев. — Лангепас; Тюмень: ГУП «Информационно издательский центр ГНИ по РБ», 2001. — 240 с.

17. Бобков Д.О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения // Современные научные исследования и инновации. 2017. № 7 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111> (дата обращения: 02.04.2020).

18. Характеристика X нефтяного месторождения [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142138-priobskoe-neftyanoie-mestorozhdenie/> (дата обращения: 14.04.2020)

19. Чуйкин Е.П. Методы воздействия на призабойную зону пласта для интенсификации добычи нефти на X месторождении // Наука. Техника. Технологии (Политехнический вестник). – 2018. - №2. – с 175-191. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=35533807> (дата обращения: 10.04.2020).

20. Характеристика Y нефтяного месторождения [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142341-fedorovskoe-neftyanoie-mestorozhdenie/> (дата обращения: 15.04.2020)

21. Альмухаметова Э.М., Шамсутдинова Г.Ф. Агализ эффективности применяемых методов интенсификации добычи углеводородов и повышения нефтеотдачи пластов на Y месторождении на примере объекта АС7-8 // Международный научно-исследовательский журнал – 2018. - №1-1 (67). – с 22-24. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=32386438> (дата обращения: 16.04.2020).

22. Федеральный закон от 27.07.2006 N 152-ФЗ (последняя редакция) «О персональных данных»

23. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем

24. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)

25. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ Шум. Общие требования безопасности

26. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения

27. ВСН34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности

28. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

29. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности

30. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1)

31. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования  
(с Изменением N 1)

32. СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь  
строящихся и реконструируемых промышленных предприятий

33. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК)  
химических веществ в почве

34. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной  
промышленности